



TEKNILLINEN KORKEAKOULU  
Elektroniikan, tietoliikenteen ja automaation tiedekunta

Anssi Ahola

## Merkittävien tuulivoimamuutosten vaikutus verkon tilaan verkkovikojen yhteydessä

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 2.2.2009.

Valvoja      Professori      Liisa Haarla

Ohjaaja      DI      Jussi Matilainen

Tekijä:	Anssi Ahola		
Työn nimi:	Merkittävien tuulivoimamuutosten vaikutus verkon tilaan verkkovikojen yhteydessä		
Päivämäärä:	2. helmikuuta 2009	Sivumäärä:	69
Laitos:	Sähkötekniikan laitos		
Professuuri:	S-18 Siirtotekniikka, suurjännitetekniikka ja sähköjärjestelmät		
Valvoja:	Professori Liisa Haarla		
Ohjaaja:	DI Jussi Matilainen		
<p>Tässä työssä tutkittiin yksittäisen verkkovian ja tuulivoimatuotannon merkittävän pienennyksen vaikutuksia Suomeen 400 kV:n siirtoverkkoon tulevaisuuden skenaarioissa. Siirtoverkon N-1 -vian ja tuulivoimatuotannon merkittävän pienennyksen oletettiin tapahtuvan 15 minuutin aikana. Mahdolliset vaikutukset 110 kV:n verkkoon jätettiin tutkimuksen ulkopuolelle. Työ suoritettiin PSS/E tehonjako-ohjelmalla, jossa oli pohjoismaisen verkon simulointimalli. Simuloinneissa ei huomioitu häiriöreservien käyttöä.</p> <p>Simulointeja varten tehtiin tulevaisuuden skenaarioita. Yksi skenaario luotiin 2000 MW:lle, ja neljä skenaariota 4000 MW:lle asennettua tuulivoimakapasiteettia. 4000 MW:n tapauksessa käytettiin kahta eri tuulivoiman maantieteellistä sijoittelua ja kahta eri tavoin vahvistettua verkkoa. Tulevaisuuden verkkoja, voidaan luonnehtia sanoilla kattava ja minimaalinen.</p> <p>Näille skenaarioille laadittiin sähkömarkkinoita simuloivilla markkinamalleilla kaksi tuotantotilannetta: syksytilanne, jolloin oli vähän kuormaa ja tuotantoa sekä talvitilanne, jolloin oli paljon kuormaa. Kaikissa tilanteissa siirto pohjoisen vaihtosähköjohdoilla oli Ruotsista Suomeen. Tällöin terminen kapasiteetti asettaa rajoitukset tuonnille yhdysjohdoilla. Käytettyjen tehonjakotilanteiden pohjana olivat Wilmar- ja Samlast-markkinamalleilla luodut realistiset tuotanto- ja siirtotilanteet.</p> <p>Kontingenssianalyysillä tehtiin järjestelmällisesti N-1 -vikoja ja samalla kunkin tehonjaon tuulivoimatuotantoa pienennettiin 15 %, 30 % tai 50 % simuloitun tilanteen hetkellisestä tehosta. Hetkellinen teho oli aina pienempi kuin tuulivoiman installoitu teho. Simuloituja verkkovikoja olivat 400 kV:n johto- ja kiskoviat sekä Olkiluodon generaattorien irtoamiset.</p> <p>Simulointien perusteella verkkovika ja tuulivoiman pienennys yhdessä eivät aiheuta suurta riskiä käyttövarmuudelle. Itä-Suomessa oli alijännitteitä verkkovikojen jälkeen 2000MW:n skenaariossa talvi- ja syksytilanteessa merkittävällä tuulivoimatuotannon pienennyksellä sekä yhdessä skenaariossa 4000 MW:n syksytilanteessa. Pienen tuonnin aikana simuloinneissa ei löytynyt alijännitteitä.</p>			
Avainsanat:	Tuulivoima, jännitestabiilius, johtojen ylikuormitus, käyttövarmuus, N-1 -kriteeri		

Author:	Anssi Ahola	
Name of the Thesis:	The effect of significant wind power change on main grid during grid fault	
Date:	2 February 2009	Number of pages: 69
Faculty:	Electronics, Communications and Automation	
Professorship:	S-18 Transmission, High Voltage Engineering and Power Systems	
Supervisor:	Professor Liisa Haarla	
Instructor:	Jussi Matilainen, M.Sc. (Tech.)	
<p>This work studies effects of a simultaneous single grid fault and a significant wind power reduction on Finnish 400 kV main grid in some future scenarios. The N–1 fault and the significant reduction of wind power were expected to happen in 15 minutes. Any possible local effects in the 110 kV grid, were left out of the examination. The work was accomplished by simulating the Nordic power system with PSS/E software.</p> <p>One future scenario for 2000 MW and four for 4000 MW of installed wind power capacity were made. For the 4000 MW scenario, two different wind power siting options were located on two different grid extension plans (extensive and minimum).</p> <p>For these scenarios, two load flow cases were made. The winter case had high load in Finland. The autumn case had light load and less generators connected. In all cases studied, inter-connected alternative current lines between Sweden and Finland were importing power to Finland. In such cases it is the thermal capacity after critical faults, which sets the limits for maximum import. Market models Wilmar and EMPS were used for creating realistic production scenarios for the simulated future cases.</p> <p>Wind power was decreased 15, 30 or 50 percent from instantaneous wind power in the simulated base case. N–1 contingency analysis was conducted to all cases. Analysis included transmission line and busbar faults in the 400 kV grid and trips of generators at Olkiluoto power plant</p> <p>Simulations of this thesis indicate that a simultaneous grid fault and significant wind power reduction don't cause great risk to the reliability of the Finnish power system. Nevertheless, the results show undervoltages in the winter and autumn cases of the 2000 MW scenario and also in autumn case in one of the 4000 MW scenarios. During low import, simulation shows no undervoltages in the system.</p>		
Keywords: Wind power, voltage stability, line overloads, reliability, N–1 -criteria		

## Alkulause

Diplomityö on tehty opinnäytteenä Teknillisen Korkeakoulun Elektroniikan, tietoliikenteen ja automaation tiedekunnalle Sähkötekniikan laitoksen siirtotekniikan tutkimusryhmässä. Diplomityö on osa TEKES-rahoitettua ja VTT:n koordinoimaa WINTEG2 tutkimusprojektia tuulivoiman järjestelmävaikutuksien arvioinnista.

Haluan kiittää työni valvojaa professori Liisa Haarlaa mielekkään diplomityön järjestämisestä, opastuksesta sekä hyvistä ohjeista työn toteutusta koskien. Suuret kiitokset ansaitsevat työni ohjaaja DI Jussi Matilaista, DI Mikko Koskinen ja DI Bettina Lemström, jotka auttoivat erityisen paljon simulointimallien kanssa. Lisäksi haluan kiittää Erikoistutkija Hannele Holttista ja DI Sanna Uski-Joutsenvuota asiantuntevista neuvoista tuulivoimaan liittyen.

Kiitokset myös perheelleni ja ystävilleni.

Espoossa 2. helmikuuta 2009

Anssi Ahola

## Sisällysluettelo

<b>1</b>	<b>Johdanto.....</b>	<b>8</b>
<b>2</b>	<b>Tuulivoimasta yleisesti.....</b>	<b>10</b>
<b>3</b>	<b>Sähköverkko ja sen suunnittelu Suomessa .....</b>	<b>14</b>
3.1	Yleistä.....	14
3.2	Verkon kyky sietää häiriöitä ja determinististen suunnittelukriteerien periaate .....	18
3.3	Nordelin deterministiset suunnittelukriteerit .....	20
<b>4</b>	<b>Sähköjärjestelmän hallinta.....</b>	<b>24</b>
4.1	Siirtojohtojen kuormittaminen .....	24
4.2	Siirtokapasiteetin kasvattaminen.....	27
4.3	Siirtorajoitukset yhdysjohdoilla .....	30
4.4	Taajuusohjatut reservit .....	31
<b>5</b>	<b>Voimansiirtojärjestelmän jännite .....</b>	<b>33</b>
5.1	Jännitteen vaihteluväli siirtoverkossa.....	33
5.2	Jännitetason hallinta normaalitilanteissa .....	34
5.3	Generaattorin jännitetuki voimajärjestelmän häiriötilanteissa.....	35
5.4	Tuulivoiman erityispiirteet jännitteensäädön kannalta .....	36
5.4.1	Yleistä .....	36
5.4.2	Kaksoissyötetty ja taajuusmuuttajalla liitetty tuulivoimalageneraattori.....	37
5.5	Jännitestabiilius.....	37
<b>6</b>	<b>Sähköjärjestelmän tehonjako ja käyttövarmuus.....</b>	<b>42</b>
6.1	Sähköverkon tehonjako. ....	42
6.2	Käyttövarmuus.....	43
6.3	Analyysimenetelmät.....	44
6.3.1	N-1 -menetelmä.....	44
6.3.2	Muita jännitestabiiliustarkastelu menetelmiä .....	45
<b>7</b>	<b>Tehonjakotarkastelut PSS/E ohjelmalla .....</b>	<b>50</b>
7.1	Kantaverkkosimulointimallit ja tarkastelutilanteet.....	51
7.2	Tuulivoimakapasiteetti 2000 MW.....	52
7.2.1	Verkkosimulointimalli ja tehonjakotilanteet yleisesti.....	52
7.2.2	Tuotanto talvitilanteessa.....	56
7.2.3	Tuotanto syksytilanteessa.....	56
7.3	Tuulivoimakapasiteetti 4000 MW.....	57

7.3.1	Verkkosimulointimalli ja tehonjakotilanteet yleisesti.....	57
7.3.2	Tuotanto talvitilanteessa.....	59
7.3.3	Tuotanto syksytilanteessa.....	60
7.4	Kontingenssilaskenta.....	61
<b>8</b>	<b>Tulokset.....</b>	<b>63</b>
8.1	Tuulivoimakapasiteetti 2000 MW.....	63
8.1.1	Talvitilanne.....	63
8.1.2	Syksytilanne .....	66
8.2	Tuulivoimakapasiteetti 4000 MW.....	67
8.2.1	Talvitilanne.....	67
8.2.2	Syksytilanne .....	68
<b>9</b>	<b>Johtopäätökset.....</b>	<b>70</b>
	<b>Lähdeluettelo.....</b>	<b>73</b>

## Käytetyt lyhenteet ja merkinnät

DC	Tasasähkö (Direct current)
GWEC	Global Wind Energy Council
IEA	International Energy Agency
P1	Suomen siirtoverkon itä-länsi-suuntainen leikkaus, johon kuuluvat 400 kV:n kaksoisjohto Alajärvi–Uusnivala, 400 kV Vuolijoki–Pyhänselkä ja Petäjävedeltä pohjoiseen kulkevat kaksi 220 kV:n johtoa.
NTC	Net Transfer Capacity
PSS/E	Power System Simulator for Engineering, verkostolaskentaohjelma
RAC	Ruotsin ja Suomen väliset vaihtovirtayhteydet
TRM	Transmission Reliability Margin
TTC	Total Transfer Capacity
VTT	Valtion teknillinen tutkimuskeskus
pu	per unit, suhteellisarvo
$I_N$	solmusta lähtevien virtojen summa
$P$	pätöteho
$Q$	loisteho
$S$	nimellisteho
$U$	verkon pääjännite
$\underline{V}$	solmun jänniteosoitin
$X$	reaktanssi
$[Y]$	solmuadmittanssimatriisi
$\delta$	johdon päiden jännitteiden välinen kulma-ero
$\tan \phi$	lois- ja pätötehon suhde ( $Q/P$ )

## 1 Johdanto

Tässä työssä tutkitaan, miten merkittävä ja nopea tuulivoimatehon muutos ja N-1 -vika vaikuttavat 400 kV:n kantaverkon jännitestabiiliuteen, kun samalla tuodaan sähköä Ruotsista pohjoisen vaihtosähköjohtoja pitkin. Tuulivoimatehon muutos ja N-1 -vika oletetaan tapahtuvan ajallisesti melko lähellä toisiaan. Kaiken muun tuotannon oletetaan pysyvän vakioina, eikä häiriöreservien käyttöä oteta huomioon. Tällöin saadaan jännitestabiiliuden kannalta pahin mahdollinen tilanne, ja pystytään selvittämään mitkä osat 400 kV:n kantaverkosta ovat tällaiselle tilanteelle herkkiä jännitestabiiliuden kannalta. Simuloinneissa tuulivoimakapasiteettia oli asennettu Suomeen joko 2000 MW tai 4000 MW. Nykyiseen kantaverkkoon verrattuna 2000 MW:n tilanteeseen oli oletettu uusia kantaverkkovahvistuksia rakennettavan itärannikolle.

Simuloitaessa 4000 MW:n tilanteita käytettiin kahta (minimaalinen ja kattava) kantaverkonvahvistusoletusta, 2000 MW:n skenaarion verkkoa ja tästä vahvistettua verkkoa, johon oli sijoitettu uusia 400 kV:n johtoja länsirannikolle Perämeren kohdalle. Simulointien siirtotilanne ja tuotanto oli aseteltu Wilmar- ja Samlast-markkinamallien olettamien tulevaisuuden tuotantotilanteiden mukaan, kun tuulivoimakapasiteettia 2000 MW ja 4000 MW. Kantaverkkoa käytetään N-1 -periaatteen mukaan ja tässä työssä haluttiin tutkia miten tuulivoiman vaihtelevuuden mukaan tuominen vaikuttaa jännitestabiiliuteen. Tilannetta tutkitaan muutamalla tulevaisuuden tehonjakotilanteella.

Luvussa 2 esitellään tuulivoiman tilaa Suomessa ja miten sitä on suunniteltu lisättävän tulevaisuudessa. Luvussa 3 esitellään Suomen sähköverkkoa yleisesti, ja miten sen suunnittelu on toteutettu. Luvussa 4 käydään lävitse siirtojohtojen sähkönsiirtoon vaikuttavia tekijöitä Suomen sähköjärjestelmässä. Luvussa 5 keskitytään jännitteen säätöön ja siihen tarvittavaan laitteistoon. Luvussa käsitellään jännitestabiilius ja käydään läpi tyypillinen jänniteromahduksen kulku. Lisäksi esitellään, millaisia vaikutuksia suurella määrällä tuulivoimaa voisi olla Suomen kantaverkkoon, ja kaksi yleistä generaattoriratkaisua tuulivoimaloihin. Luvussa 6 esitellään N-1 -kriteerin lisäksi muita analyysimenetelmiä. Luvussa 7 esitellään simuloinneissa käytetyt kantaverkkoskenaariot, ja



---

tuulivoimapuistojen liittymispisteet kantaverkkoon. Tämä työ suoritetaan tehonjakotarkasteluna erilaisille tuulivoimatehon muutos- ja N-1 -vika tilanteille. Tässä kohtaa on myös esitelty jokaiselle tilanteelle suoritettava automaattinen N-1 -kriteeritarkastelu, joka antaa tuloksena ylikuormittuneet johdot ja alijännitteiset solmut N-1 -vian jälkeen. Luvussa 8 esitetään simuloinneista saadut tulokset, ja luvussa 9 esitetään näistä tehdyt johtopäätökset.

## 2 Tuulivoimasta yleisesti

Tuulivoimantuotanto tulee kasvamaan merkittävästi Suomessa ja muualla maailmassa. Syinä tähän ovat muun muassa Euroopan Unionin päästötavoitteet ja yleiset vaatimukset kestävämpään energian tuotantoon. Nykyisin suurimmat tuulivoimalat ovat teholtaan 5 MW ja suurempiin ollaan menossa. Tuulivoiman yhteisteho ylitti 100 GW vuonna 2008 (GWEC 2008) ja vuonna 2030 tuulivoimaenergian tuotanto olisi IEA:n ennusteen mukaan joko 1287 TWh tai 1800 TWh riippuen poliittisesta skenaariosta eli noin 3,6 tai 5,8 prosenttia maailman sähkön tuotannosta. (Energiateollisuus 2008) Euroopan Unionin alueella tuotetaan jo yli 3 prosenttia sähköstä tuulivoimalla. Muutamissa maissa tuulivoimatuotannon osuus oli jo merkittävä vuoden 2007 lopussa, esimerkiksi Tanskassa 21 %, Espanjassa 12 %, Portugalissa 9 %, Irlannissa 8 % ja Saksassa 7 %. (EWEA 2007) Suomessa tuulivoimakapasiteettia oli vuoden 2008 lopussa 143 MW. Mikä on noin 0,3 prosenttia Suomen sähkönkulutuksesta. (VTT 2008)

Energiateollisuuden laatimasta taulukosta 2.1 nähdään eri tuotantomuotoihin yhdistettäviä hyviä ja huonoja puolia, kun otetaan huomioon Suomen olosuhteet. Tuulivoima on siis ympäristön kannalta puhdasta tuottoa, ja sillä on vielä paljon potentiaalia Suomessa. Tuulivoimalan käyttökustannukset ovat minimaaliset eikä tuulivoima tarvitse päästöoikeuksia. Heikkona puolena on huono säädettävyys ja tuotantotilanne on välillä heikosti ennustettavissa.. Tuulivoiman hinta koostuu pääasiassa laitoksesta, laitoksen pystyttämisestä ja sen verkkoon liittämiskustannuksista.

Sähköjärjestelmälle tulee merkittävästä tuulivoiman lisärakentamisesta kustannuksia mahdollisesta verkon vahvistamisesta ja säätövoiman lisäämisestä aiheutuvia järjestelmäkustannuksia.

Taulukko 2.1 Tuotantomuotoihin yhdistettävät hyvät ja huonot puolet (Leskelä 2008 [www.energia.fi](http://www.energia.fi))

	Sähköteho & toimitus- varmuus	Säädet- tävyys	Kasvihuone- kaasupäästöt	Uusiutuva	Kustannus- tehokkuus	Lisäys- mahdol- lisuus
Yhteis- tuotanto	+	0	+	(+)	+	(+)
Ydinvoima	++	0	++	0	+	++
Lauhde- voima	++	+	0	0	0	++
Vesivoima	++	++	++	++	+	+
Tuulivoima	0	-	++	++	-	++
Energian- säästö	+	(+)	++	+	+	+

Tuulivoimalle on eri maissa kehitetty erilaisia tukijärjestelmiä, joilla tuulivoima saadaan kannattavaksi tuotannoksi. Tukijärjestelmiä ovat muun muassa investointituet ja syöttötariffit. Suomeen on todennäköisesti tulossa syöttötariffit jossakin muodossa vuoden 2010 alussa (Työ- ja Elinkeinoministeriö 2008b). Suomessa on tavoitteena lisätä tuulivoiman kokonaismäärä 2000 MW:iin vuoteen 2020 mennessä (Työ- ja Elinkeinoministeriö 2008a). Tämä vastaisi noin 6 % ennustetusta kulutusenergiasta.

Kantaverkkoyhtiö Fingridin tiedotteen (Fingrid 2008a) mukaan yhtiö varautuu liittämään Suomen kantaverkkoon 2000 MW tuulivoimaa, joka on maantieteellisesti hajautettu. Verkkoinvestoinnit on suunniteltu niin, että tämä olisi mahdollista vuonna 2020. Tuulivoima liitetään verkkoon samalla periaatteella kuin muutkin tuotantoyksiköt eli verkon on kestävä suurimman yksikön irtoaminen. Fingridissä tuulivoimaa tarkastellaan käyttövarmuuden, siirtokapasiteetin riittävyyden ja markkinoiden näkökulmista. Fingridin asiakaslehdessä Jussi Matilainen arvioi (Matilainen 2008) tuulivoiman suurimmaksi tunnin sisäiseksi tehonmuutokseksi neljänneksen tuulivoiman kokonaistehosta eli tuulivoimakapasiteetin ollessa 2000 MW edellytetään varautumista tunnin sisällä 500 MW:n tehonmuutokseen. Tämä voidaan rinnastaa muihin tuotantohäiriöihin ja hoitaa olemassa olevalla häiriöreservikapasiteetilla, kun tuulivoimaa on asennettu maksimissaan 2000 MW. Yli 2000 MW:n tuulivoimatuotanto vaatisi lisäinvestointeja vara- ja

säätövoimaan. Säätosähkön tarpeeseen ehdotetaan kulutuksen joustoa vesi- ja lauhdevoiman lisäksi. Tätä mahdollisuutta on Fingrid yhtenä osapuolena selvittämässä.(Fingrid 2008a)

Tuulivoimatuotanto ja sen vaihtelu lisäävät siirtokapasiteettitarvetta Suomen kantaverkossa ja maiden välisillä siirtoyhteyksillä. Fingrid katsoo markkinoiden oikean toiminnan kannalta, että tuotantomuotoja on kohdeltava tasapuolisesti ja jokaisen on itse maksettava verkkoon liityntäkustannukset sekä vastattava sähkön myynnistä ja tuotantotaseestaan. (Fingrid 2008a)

Tuulivoima voi auttaa tehonsäädössä joissakin tapauksissa. Mikäli sen pätöteho on rajoitettu tietoisesti alle mahdollisen maksimituotannon, voidaan tehoeroa maksimituotantoon tarvittaessa käyttää ylössäätöön. Alassäätö on aina mahdollista.

Fingridin ja VTT:n lausunnon (Fingrid, VTT 2008) mukaan 2000 MW tuulivoimaa Suomen sähköjärjestelmässä tarvitsee arviolta 240–350 MW lisää normaalitilanteen säätökapasiteettia. Häiriöreservitarve ei lisäännä merkittävästi. Mikäli tämä tuulivoima rakennetaan keskitetysti esim. Perämerelle, kasvavat säätosähkö- ja reservitarpeet suuremmiksi. Tuulivoiman määrän kasvaessa 4000 MW:iin säätosähkön tarve vähintään kaksinkertaistuisi 2000 MW:n tilanteesta ja reservien investointi tarve kasvaisi huomattavasti.

Sähkömarkkinoilla toimivilta tuulivoiman tuottajilta vaaditaan tuotantosuunnitelma päivä etukäteen sähkökauppaa varten. Ennustevirheen on arvioitu olevan Suomessa 5-7 % asennetusta kapasiteetista.(Fingrid, VTT 2008) Hyödyntämällä Elbas-sähkömarkkinoita pystytään ennustevirhettä pienentämään ennen käyttötuntia.

Mikko Holmgren (Holmgren 2008) on diplomityössään esittänyt aikasarjoista saatuja tuulivoimalan tehon muutoksia Suomessa asennetusta kapasiteetista laskettuna. Suurin tehonmuutos on tuntitasolla 16 % asennetusta kapasiteetista. Arvo on laskettu kahden peräkkäisen tunnin keskiarvotehosta. Mittauksia oli suoritettu noin 100 laitoksessa, jotka sijaitsivat yli 20 eri paikassa. Kun tarkastelu-aika oli 10 minuuttia, tuotannonmuutos oli noin 25 %. Nämä tulokset perustuivat mittauksiin 6 laitoksesta, joista jokainen sijaitsi eri

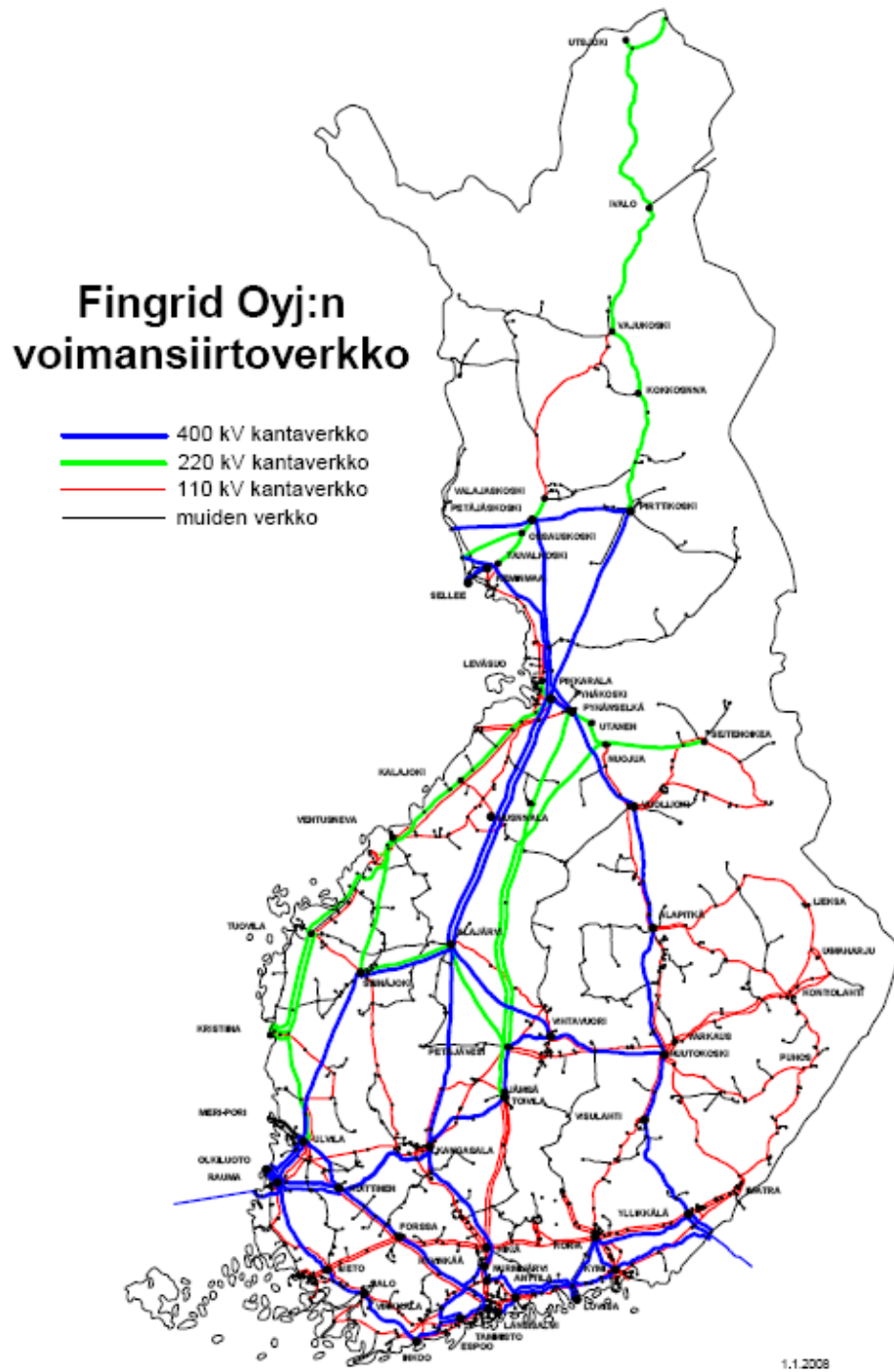
---

paikassa. Suurin etäisyys laitosten välillä on noin 500 kilometriä. Koska laitoksia oli eri määrä, tulokset eivät ole keskenään vertailukelpoisia mutta niistä saa käsityksen suuruusluokasta.

## 3 Sähköverkko ja sen suunnittelu Suomessa

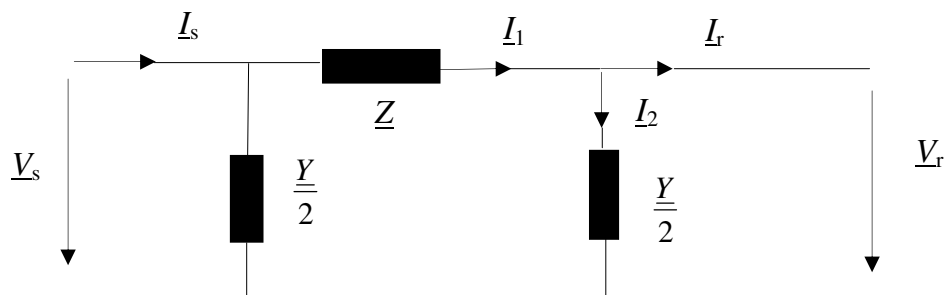
### 3.1 Yleistä

Kantaverkossa käytössä olevat jännitteet ovat 110 kV, 220 kV ja 400 kV. Verkko pitää sisällään 7500 kilometriä 110 kV:n, 2350 km 220 kV:n ja 4100 km 400 kV:n johtoa. (Fingrid 2008c) Tätä pienemmät jännitteet kuuluvat alueelliseen tai jakeluverkkoon. Sähköasemia kantaverkossa on 106. Suurjännitteiset sähköasemat ovat yleensä avokytkinlaitoksia. Kaupungeissa ja tilan ollessa niukkaa käytetään kaasueristeisiä kytkinasemia. Siirtojohdot on ollut kannattavinta rakentaa ilmajohtoina. Jakeluverkossa tiheästi asutuilla alueilla on käytetty maakaapeleita. Ilmajohtojen johtimet ovat usein nippujohtimia, jossa kussakin vaiheessa on 2 tai 3 rinnakkaista osajohdinta 30–45 cm:n päässä toisistaan. Näin saadaan käyttöinduktanssi pienemmäksi, kapasitanssi suuremmaksi ja lisää termistä siirtokapasiteettia. Suurilla, vähintään 220 kV:n, jännitteillä saadaan nippujohtimilla pienennettyä merkittävästi koronahäviöitä. Kuvassa 3.1 on esitetty Suomen tämän hetken siirtoverkko ja jännitetasot.



Kuva 3.1 Sähköverkko vuonna 2008 (Fingrid)

Kantaverkon muodostavia johtoja voidaan mallintaa resistanssilla, reaktanssilla ja kapasitanssilla. Sijaiskytkentänä voidaan käyttää joko  $\Pi$ - tai T-sijaiskytkentää.  $\Pi$ -kytkentä on näistä yleisemmin käytetty ja sijaiskytkentä on kuvattu kuvassa 3.2. Kytkentöjen välillä voidaan siirtyä käyttämällä tähti-kolmio-muunnosta.



Kuva 3.2 Siirtojohtoon  $\Pi$ -sijaiskytkentä

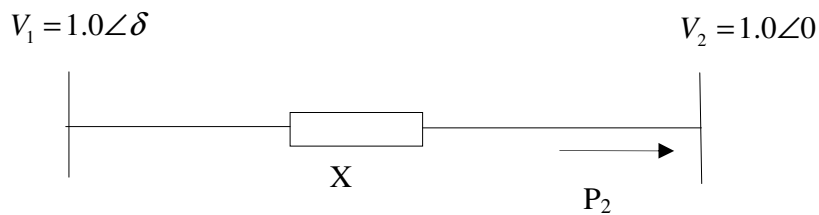
Virran kulkiessa johtoa pitkin muodostuu johdon päiden välille jännite-ero. Solmun jännitettä pystytään säätämään vain itse solmussa tai sen välittömässä läheisyydessä. Siirtojohtojen resistanssi on pieni verrattuna reaktanssiin. Siirtojohtojen vaikutus käytännössä vain reaktanssi, koska siirtojohtot, muuntajat ja generaattorit ovat vaikutukseltaan suuremmaksi osaksi induktiivisia. Resistanssi voidaan siksi jättää usein huomioimatta laskettaessa kahden pisteen välistä siirtoa. Näin siis yleensä käsin laskettaessa, tehonjako-ohjelmat ottavat huomioon myös resistanssin.

Pätötehon kaavasta (3.1) nähdään, että teho riippuu jännitteen lisäksi alku ja loppupään välisen jännitteen kulmaerosta  $\delta$ . Jännitteen ollessa vakio tapahtuu tehonsiirron kasvu kulman muutoksella. Tehonsiirron kasvaessa lähettävän pään kulma on vastaanottavan pään jännitettä edellä, kuten kuvassa 3.3 on esitetty.



$$\begin{aligned}
\underline{S}_2 &= P_2 + jQ_2 = \underline{V}_2 \underline{I}^* = \underline{V}_2 \left[ \frac{\underline{V}_1 - \underline{V}_2}{jX} \right]^* \\
&= V_2 \left[ \frac{V_1 \cos \delta + jV_1 \sin \delta - V_2}{jX} \right]^* \\
P_2 &= \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta \quad (3.1)
\end{aligned}$$

$\underline{S}$  on johdolla siirtyvä nimellisteho. Alaindeksi 1 viittaa johdon alkuun ja 2 loppuun,  $V$  on jännite ja  $X$  on johdon reaktanssi. Resistanssi on jätetty huomioimatta sen vähäisen vaikutuksen takia.



Kuva 3.3 Pätötehon siirto johdolla

Loistehon suunta riippuu  $V_1$  ja  $V_2$  jännitesuhteesta ja kulmaerosta. Johto antaa loistehoa pienellä tehonsiirrolla ja ottaa loistehoa muusta verkosta, jos siirretään tehoa enemmän kuin luonnollisen tehon verran. Tällöin myös johdon lähettävää syöttää loistehoa johdolle kulmaeron vaikutuksesta. Johdolle syötettävä loisteho vastaanottavassa päässä saadaan kaavalla (3.2). Loisteho on kuvassa vastakkainen pätötehoon johdon lopussa.

$$Q_2 = \frac{V_1 V_2 \cos \delta - V_2^2}{X} \quad (3.2)$$

Yhtälöistä saadaan yhteenvetona seuraavat tulokset: Pätötehon siirron määrä riippuu pääasiassa jännitteiden välisestä kulmasta. Teho siirtyy suuremmasta kulmasta pienempään. Loisteho siirtyy jännite-eron avulla suuremmasta jännitteestä pienempään. Loistehoa ei voi siirtää pitkiä matkoja, koska siihen tarvitaan suuri jännite-ero. Loistehon siirto kasvattaa

päto- ja loistehohäviöitä. Jännitteen ollessa edellä virtaa on niiden välinen vaihekulma positiivinen ja negatiivinen virran ollessa edellä.

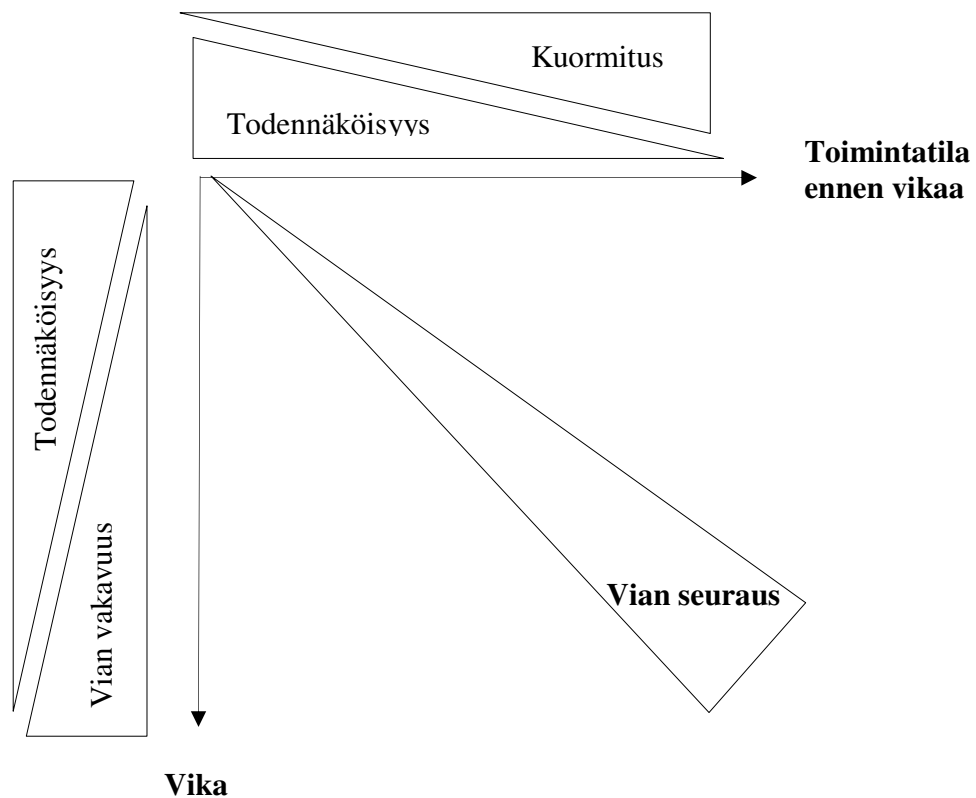
Sähköä tuotetaan pääasiassa suurilla keskitetyillä voimalaitoksilla. Ydinvoima tuottaa tasaisesti ja vesivoima toimii säätävänä tuotantona. Näiden väliin sijoittuvat kaukolämmön ja teollisuuden yhteistuotanto. Jännitteen säätö on toteutettu käämikytkimillä, kompensointikondensaattoreilla, kompensointireaktoreilla ja generaattorin magnetointia säätämällä.

### 3.2 Verkon kyky sietää häiriöitä ja determinististen suunnittelukriteerien periaate

Pohjoismaisten kantaverkkoyritysten yhteisjärjestön Nordelin sääntöjen mukaan verkko on palautettava 15 minuutin kuluttua verkkoviasta takaisin sellaiseen tilanteeseen, että se kestää uuden N-1 -vian. N-1 tarkoittaa, että normaalitilassa olevasta verkosta irrotetaan yksi verkkokomponentti kuten johto, kisko, muuntaja tai generaattori. N-1 -kriteerin mukaan suunniteltu ja käytetty verkko kestää komponentin irtoamisen ilman verkon jännite- ja kuormitusrajojen rikkoutumisia. Suomalaisen sähkön toimitusvarmuus viime vuosina on ollut noin 99 prosenttia. Nordelin häiriöraportin (Nordel Fault statistics 2006) mukaan häiriöitä oli Suomen kantaverkossa vuonna 2006 250 kappaletta ja niistä 70 aiheutti energian toimituksen keskeytyksen. Pääsyynä vikoihin oli salamointi kesäkuukausina. Raportti kattaa 400 kV:n, 220 kV:n jännitetasot ja 94 prosenttia 110 kV:n johdoista ja asemista sekä 65 prosenttia 110/20 kV:n muuntajista. Siirtoverkossa on harvoin puiden aiheuttamia vikoja, koska johdoille on raivattu leveät johtokadut metsästä.

Nordic Grid Coden (Nordic Grid Code 2007) perusteella suunnittelu on determinististä. Verkko suunnitellaan N-1 -kriteerin avulla. Kriteeriä sovelletaan erilaisille tuotanto- ja kytkentätilanteille. Harvinaisimmille vioille sallitaan vakavammat seuraukset, jolloin verkosta ei tule liian ylimitoitettua. Verkon vahvuus on tällöin sellainen, että se pystyy toimimaan tietyllä siirtotasolla luotettavasti eri kuormitus- ja tuotantotilanteissa. Vakavammissa häiriöissä oletetaan, että käytön palauttamiseen on olemassa riittävät valmiudet. Säännöt on luotu takaamaan minimikäyttövarmuus pohjoismaiseen

sähköverkkoon. Samalla ne toimivat perustana yhtenäiselle suunnittelulle koko synkroniverkossa ja käyttötoiminnan apuna. Nämä suunnitteluohjeet on tarkoitettu silmukoituun pääsiirtoverkkoon. Paikallisissa alueverkoissa ja jakeluverkoissa, jotka ovat yleensä säteittäisiä, yksi vika aiheuttaa jo katkoksen. Alla olevassa kuvassa 3.4 kuvataan Nordelin määrittämä vaatimus sallituille seurauksille. Vian vakavuus ja kuormitustilanteen todennäköisyys määrittävät sallitun seurauksen eli suurempi häiriö on hyväksyttävissä, jos todennäköisyys järjestelmä kuormitustilanteelle ja häiriön todennäköisyydelle on pieni.



Kuva 3.4 Vian seuramus sen vakavuuden, ja käyttötilanteen perusteella (Nordic Grid Code 2007 s.20).

Yllä olevasta kuvasta 3.4 on johdettu hieman konkreettisempi periaatteellinen taulukko 3.5, jossa todennäköisyydeltään erilaisille vioille on määritelty sallitut seuraukset erilaisissa

käyttötilanteissa. Tällä periaatteella on laadittu yksityiskohtainen suunnitteluohje, jota on esitelty seuraavassa luvussa 3.3, ja sitä käytetään hyväksi verkkoa suunniteltaessa.

Vikatyyppi	Tila ennen vikaa		
	Ehjä verkko	Huolto	N-1 vika
	Yleinen vikatyyppi	Vain paikallisia seurauksia	
	Suhteellisen yleinen vakava vika	Vain alueellisia seurauksia	
	Muu vakava vika	Vakava verkon hajoaminen hyväksyttävissä	

Kuva 3.5 Sallittu tapahtuma tietyllä vikatyypillä (Nordic Grid Code s.21)

Suunnitteluohjeita käytetään pääasiassa 220–400 kV:n verkossa ja rengasmaisesti kytketyssä 110 kV:n verkossa. Fingridin omistama 110 kV:n verkko on rakennettu pääasiassa rengasverkoksi mutta sitäkin saatetaan käyttää välillä säteittäisesti.

### 3.3 Nordelin deterministiset suunnittelukriteerit

Nordelin soveltamassa (Nordic Grid Code, 2007) deterministisessä suunnittelussa pitkän aikavälin skenaarioiden pohjalta määritellään erilaisia mahdollisia kulutus-, tuotanto- ja siirto-tilanteita, joissa verkon halutaan täyttävän minimikäyttövarmuusvaatimukset eli siirtoverkko kestää kriteerien mukaisen viat niille sallituin seurauksin. Elleivät vaatimukset täyty olemassa olevalla verkolla, on verkkoa vahvistettava, mikäli tulevaisuuden

kehityskulun arvioidaan menevän kyseisen skenaarion mukaisesti. Verkon käytössä joudutaan toimimaan olemassa olevalla järjestelmällä ja riittävän käyttövarmuuden takaamiseksi käytännössä ainut mahdollisuus on siirtojen rajoittaminen, mikäli sovellettu N-1 -käyttövarmuuskriteeri ei täyty.

Verkon tila ennen vikaa, tarkastellaan tilanteissa:

1. Verkko ehjänä, jolloin kaikki verkon komponentit, jotka ovat sen toiminnalle tärkeitä, ovat toiminnassa.
2. Verkko ei ehjä, aikataulutetut työt. Verkon toiminnalle tärkeän rinnakkais- tai sarjakomponentin oletetaan olevan huollossa.
3. Verkko ei ehjä, suunnittelematon keskeytys. Verkon toiminnalle tärkeän rinnakkais- tai sarjakomponentin oletetaan olevan poissa käytöstä sattumanvaraisen vian takia. Tarkasteluhetki oletetaan olevan 15 minuuttia vian jälkeen.

Lisäksi on määritelty viisi erilaista vikaryhmää, joilla simuloidaan alkutilannetta. Tässä diplomityössä tarkastellaan yksittäisiä vikoja, joten vikaryhmistä (FG, *fault group*) kolme ensimmäistä eli FG1, FG2 ja FG3 sisältävät tämän työn kannalta oleelliset viat. Niistä valittiin mukaan tärkeimmät yksittäiset viat eli generaattorin menetys, siirtojohdot ja kiskoviat.

FG1: Yleinen yksittäinen vika, joka ei vaikuta siirtoverkon sarjakomponentteihin.

1. Generaattorin menetys
2. Muuntajaan liittyvän kuorman menetys
3. Rinnakkaiskompensointilaitteen menetys
4. Sellaisen tasasähköyhteyden menetys, jonka toinen pää on kytketty toiseen verkkoon

FG2: Yleinen yksittäinen vika, joka vaikuttaa seuraaviin sarjakomponentteihin:

Pysyvä eroonkytketyminen ilman vikaa tai 1-vaiheisen pysyvän vian seurauksena

1. Siirtojohto
2. Muuntaja
3. Kisko
4. Muu sarjakomponentti
5. DC-johdonnapa

FG3: Epätavanomainen yksittäinen vika ja erityiset useimmin toistuva yhdistelmä kahdesta samanaikaisesta viasta. Pysyvä eroonkytkeytyminen, jota edeltää 2- tai 3-vaiheinen vika

1. Siirtojohto ilman pikajälleenkytkentää
2. Kisko, joka on tärkeä siirtoyhteyden kannalta
3. Yhdistelmävika, joka sisältää komponentteja joiden luotettavuus on tuntematon.

Riippuen siitä millä verkon alkutilanteella ja vikaryhmällä testi suoritetaan, sallitaan jokin kolmesta lopputuloksesta

Tapaus A: Stabiili käyttötila, paikallisia häiriöitä. Viasta ei saa aiheutua taajuus- tai jännitestabiilius ongelmia eikä ylikuormitusta, joka aiheuttaisi kuormien irtoamisen.

Tapaus B: Hallittu käyttö, alueellisia seurauksia. Tuotannon tai kuormien kontrolloitu irtoaminen vika-alueella sallitaan. Pienen osan verkkoa irtikytkeytyminen muusta verkosta on myös sallittu, kunhan se rajoittuu vika-alueelle.

Tapaus C: Epästabiilius ja verkon hajoaminen. Epästabiilius ja verkon hajoaminen osiin on sallittu. Tavoitteena on tällöin tila, josta verkko on helppo palauttaa käyttöön.

Edellä tarkastelluista kohdista on koottu kuvan 3.6 mukainen taulukko, josta näkyvät eri tilanteiden muodostamat yhdistelmät ja niiden sallitut seuraukset.

Sallitut seuraukset			Tila ennen vikaa									
			Normaali toiminta					Huomio-tila	Häiriö- tila	Hätä tila		
			Verkko ehiä	Suunniteltu huolto	Ennakoimaton irtoaminen ja sopeutettu toiminta		Siirtorajat ylitetty/ riittämättömäs ti reservejä				Siirtorajat ylitetty ja/tai reservejä riittämättö mästi	Siirtorajat ylitetty ja/tai reservejä riittämättö mästi Kuormien irrotus tapahtunut
					Ei kriittisiä kompo- nenttejä irti	Sarja- tai rinnakkais- komponentti pois toiminnasta						
<b>A</b> stabiili toiminta, paikallisia seurauksia ja rajoittunut järjestelmän suojausten toiminta <b>B</b> Kontrolloitu toiminta, alueellisia seurauksia <b>C</b> Epästabiilisuus ja verkon hajoaminen <b>A/B</b> Seuraukset B:n mukaan aiemmin heikentyneelle alueelle, muuten A <b>B/C</b> Tavoite rajoittaa seuraukset B:n mutta kaikkien kohdalla tämä ei ole mahdollista												
Vika ryhmä	N-1-vika	Yksi vika, joka ei vaikuta sarjakomponenttiin FG1	A	A	A	A	B/C	B/C	B/C	B/C		
		Yksi vika, joka vaikuttaa sarjakomponenttiin FG 2				A/B						
		Epätavallinen yksittäinen vika ja erityiset kahden vian vhdistelmät FG 3				B						
	Vakava vika	Muu kahden vian kombinaatio samasta alkutapahtumasta FG 4	B	B	B	C	C	C				
		Muut moniviat FG5	C	C	C							

Kuva 3.6 Sallitut seuraukset (Nordic Grid Code s.26 )

## 4 Sähköjärjestelmän hallinta

### 4.1 Siirtojohtojen kuormittaminen

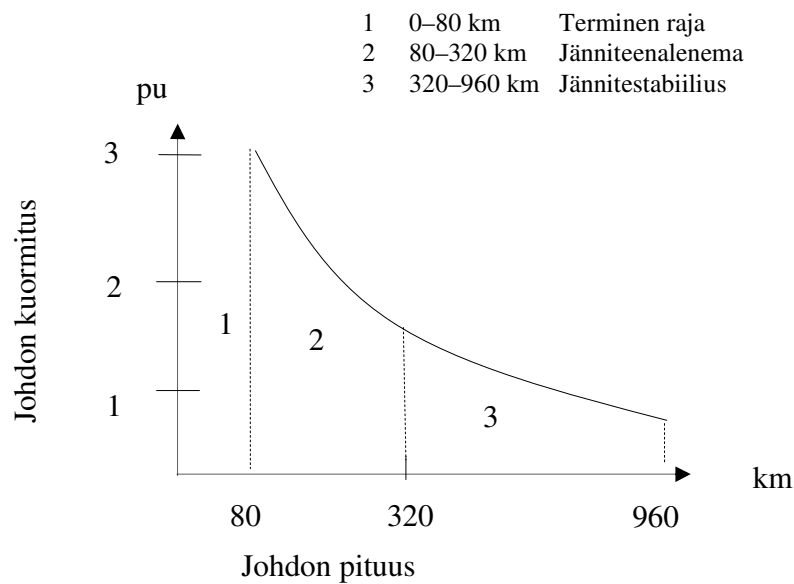
Siirtojohtoja pitkin voidaan siirtää enintään käyttövarmuuden määräämä määrä sähköä. Tätä määrää kutsutaan siirtokapasiteetiksi. Siirtokapasiteetti vaihtelee verkon käyttötilanteen mukaan.. Siirtotilannetta seurataan reaaliajassa, ja mikäli siirtorajat lähestyvät pyritään niiden ylittyminen estämään muuttamalla ensisijassa voimaloiden ajojärjestystä ja -määriä. (Fingrid 2008b). Huoltotyöt pyritään ajoittamaan vähiten häiritseviin ajankohtiin.

Sähkönsiirron siirtorajat alueiden välillä jokapäiväisessä käyttötoiminnassa määrittelee N–1 -vikakriteeri. Pitkän ajan suunnittelussa voidaan siirtokykyä kasvattaa kiinnittämällä huomiota vian jälkeiseen rajoittavaan tekijään, joka on joko terminen raja, jännite- tai kulmastabiiliusraja. Johdon pituuden kasvaessa vaihtuu yleensä myös kuormitusta rajoittava tekijä. Aiemmin, ennen tietokoneita suunnittelussa käytettiin apuna *St. Clair* käyriä, jotka kuvaavat johdon kuormitettavuutta pituuden funktiona. (Kundur 1994) Yleisen käsityksen saamiseksi siirtokykyyn vaikuttavista tekijöistä on kuvassa 4.1 esitetty samantyylinen yleismaailmallinen kuormituskäyrä kompensoimattomille avojohdoille. Tämän tyyllisistä kuvista pystyi hahmottamaan todennäköisimmän rajoittavan tekijät läheisempää tarkastelua varten. Alla olevaan luetteloon ja kuvaan 4.1 on kuvattu Kundurin teoksen (Kundur 1994) esimerkki, jossa on karkea arvio johdon pituuden vaikutuksesta johdolla siirrettävään tehoon, ja mikä on kulloinkin rajoittava tekijä. Sallittu jännitteen alenema johdolle on oletettu olevan 5 prosenttia ja jännitestabiiliusmarginaalin 30 prosenttia. Johdon oletetaan olevan kompensoimaton ja jännitteen siirtoverkon jännitetasossa. Kuormitus on ilmaistu kuormituksena johdon luonnollisesta tehosta eli tehosta, jossa johto ei tuota tai kuluta loistehoa. Luonnollinen teho on kuvassa 4.1 arvoltaan 1 pu.

- Terminen raja aina 80 km:iin asti.



- Jännitteenalenema johdolla, joka on 80–320 km pitkä. Mikäli tehonsiirtoa halutaan lisätä, on jännitettä kompensoitava, jotta se pysyy halutuissa rajoissa.
- Stabiiliusrajat yli 320 km pitkällä johdoilla. Kuvassa on huomioitu vain verkon staattinen stabiilius (steady state stability).

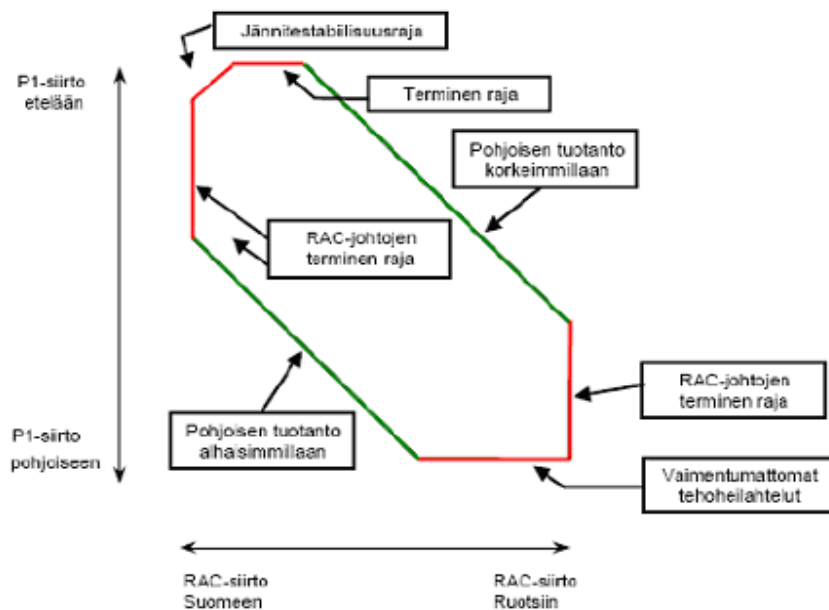


Kuva 4.1 Siirtotehoa rajoittavat tekijät johdon pituuden funktiona. Johdon luonnollistatehoa kuvaa 1 pu. (Kundur 1994)

Terminen raja: Eri johdoille on määritelty suurin sallittu kuormitusvirta, jolla johto saavuttaa suurimman käyttölämpötilansa. Tällöin pitää huomioida myös muut siirtoreitillä olevat laitteet, kuten sarjakondensaattorit ja erottimet. Yleensä lyhyillä johdoilla termiset rajat ovat pienemmät kuin kulma- tai jännitestabiiliudesta saadut rajat. Lämpö aiheuttaa kaksi epätoivottua vaikutusta. Ensimmäinen on alumiinijohtimien mekaanisen lujuuden menetys, jonka syynä on korkealle lämmölle altistuminen. Toinen on johtojen lisääntyvä riippuminen, ja johdon maavaran menetys. Jälkimmäinen on yleensä näistä rajoittavampi. Suurin sallittu virta riippuu suuresti ulkolämpötilasta ja tuulen nopeudesta. (Kundur 1994)

Epästabiilius johtuu joko kulma- tai jännitestabiiliudesta. Alla olevassa kuvassa 4.2 on

esitetty miten erilaisissa siirtotilanteissa eri rajat tulevat vastaan Suomen siirtoverkossa kahdessa tärkeässä siirtosuunnassa.



Kuva 4.2 Rajoittavat tekijät eri siirtotilanteissa (Reilander 2001)

Kuvio ei sisällä Fenno-Skan tasasähköyhteyttä, koska se on aseteltavissa eikä täten vaikuta voimajärjestelmän toimintaan tuotannon ja kuormituksen mukaan. Yhdysjohtoja Ruotsista Suomeen ja siirtojohtoja pohjoisesta etelään on sarjakompensoitu, joten näillä johdoilla käytännössä siirtoja rajoittava tekijä on terminen raja, ei niinkään jännitestabiilius. Kuvan 4.2 monikulmion sisällä voidaan liikkua turvallisesti ilman käyttövarmuuden vaarantumista. Toimintapiste kuvion sisällä vaihtelee kulloisenkin hetken tuotannon, kuormituksen ja huoltokeskeytysten mukaan. Kuvion muoto myös muuttuu siirtojohtojen huollon aikana. Kuvion rajoja lähestyttäessä aletaan suunnitella etukäteen miten toimitaan, jottei jouduta kuvion ulkopuolelle. Järjestelmä kestää kuvion rajoilla suurimman mahdollisen mitoittavan vian. Kuvion vasempaan yläkulmaan voidaan joutua esimerkiksi tilanteessa jossa markkinoilla on ostettu paljon vesivoimaa Pohjois-Norjasta ja Pohjois-

Ruotsista ja Etelä-Suomessa on paljon kulutusta. Tällöin sähkö kulkee pohjoisten yhdysjohtojen kautta Etelä-Suomeen.

## 4.2 Siirtokapasiteetin kasvattaminen

Sarjakondensaattoria käytetään kasvattamaan siirtotehoa raskaasti kuormitetuilla johdoilla ja parantamaan voimajärjestelmän stabiiliutta. Johtojen täydellistä kompensointia ei voi käyttää, koska tällöin vaikuttava reaktanssi olisi nolla ja tällöin johdon virta ja tehonvirtaus olisi hyvin herkkä jännitteiden suhteelliselle kulman muutokselle. Kompensointi lisää myös suojauksen monimutkaisuutta sekä resonanssin vaaraa. Käytännöllisenä ylärajana on käytetty 80 prosenttia. Sarjakondensaattori asennetaan keskitetysti, jolloin seurauksena on epätasainen jänniteprofiili. Koska kondensaattoriparisto toimii käyttöjännitteessä, on se eristettävä maasta. (Kundur 1994)

Jännitestabiiliuden ollessa rajoittava tekijä on halvempaa käyttää sarja- tai rinnankompensointia kuin rakentaa lisää johtoa rinnalle. Mikäli rajoittavana tekijänä on terminen kapasiteetti, on lisäjohdon rakentaminen ainoa vaihtoehto. Nämä vaihtoehdot liittyvät verkon tulevaisuuden suunnitteluun, ja niillä varmistetaan, että verkossa on myös tulevaisuudessa tarpeeksi siirtokapasiteettia

Siirtoyhteydet Suomen ja Ruotsin välillä käsittävät kaksi 400 kV:n yhteyttä (Petäjäskoski–Letsi, Keminmaa–Svarbyn) ja yhden 220 kV:n (Ossauskoski–Kalix) vaihtosähköyhteyden pohjoisessa. Suomen ja Ruotsin välisistä vaihtosähköyhteyksistä on käytetty lyhennystä RAC. Yksi 220 kV:n vaihtosähköyhteys on Norjaan. Siirtoyhteydet Ruotsi–Suomi 400 kV sekä 400 kV:n P1-siirtojohdot välillä Pikkarala–Alajärvi ja Pyhänselkä–Huutokoski on sarjakompensoitu sarjakondensaattoreilla. Kuvassa 4.3 on esitetty johtojen ja P1 leikkauksen sijainti. Leikkaukseen kuuluvat 400 kV:n kaksoisjohto Alajärvi–Uusnivala, 400 kV:n Vuolijoki–Pyhänselkä ja Petäjävedeltä pohjoiseen kulkevat kaksi 220 kV:n johtoa. Tämä leikkauksen läpi tapahtuva tehonsiirto antaa kuvan verkon tuotanto- ja kuormitustilanteesta, kuten edellisen sivun kuvassa 4.2 on kuvattu.

Tasavirtayhteys Suomesta Ruotsiin merikaapelina on 400 kV:n Fenno–Skan 1 teholtaan 572 MW. Toinen teholtaan 800 MW:n merikaapeli on rakenteilla. Uuden kaapelin

---

jännitetaso on 500 kV. Liityntä Suomen kantaverkkoon tapahtuu Rauman sähköasemalla. Viron ja Suomen välille otettiin käyttöön Estlink-tasasähkömerikaapeliyhteys vuonna 2007. Sen teho on 350 MW, ja se on kytketty Espoon 400 kV:n sähköasemaan. Estlink 2, teholtaan 650 MW, on suunniteltu valmistuvan ensi vuosikymmenellä. Viipurin tasasähköyhteys on Suomen ja Venäjän välillä. Siinä tekninen siirtoteho on 4x350MW. Siirto on aina Venäjältä Suomeen. Kuvassa 4.3 on esitelty tärkeimmät siirtoreitit Pohjoismaisessa sähköverkossa.



Kuva 4.3 Siirtoyhteydet Pohjoismaisessa verkossa (Nordic Grid Code)

### 4.3 Siirtorajoitukset yhdysjohdoilla

Monipuolisten siirtoyhteyksien tarkoituksena on mahdollistaa yhtenäinen sähkömarkkina, parantaa käyttövarmuutta ja pienentää häviöitä. Pullonkaula tarkoittaa kapasiteettirajoitusta yhdysjohdoilla. Tällaiset pullonkaulat luovat hinta-alueita pohjoismaisen verkon sisälle, kun toimitaan Elspot markkina-alueella. Tällöin ei pystytä esimerkiksi siirtämään kaikkea runsassateisina vuosina tarjolla olevaa vesivoimaa Norjasta Suomeen, jolloin Suomen sähkön hinta jää korkeammaksi.

Käyttövarmuuskriteerin määrittää suurin mitoittava vika, ja järjestelmän on kestävä se ilman ongelmia. Eri käyttötilanteissa mitoittava tekijä voi vaihdella. Käytännössä kapasiteetin rajoitukset syntyvät verkon erilaisista keskeytystilanteista, jolloin johtoja ja asemia huolletaan ja rakennetaan uutta verkkoa olemassa olevaan verkkoon.

TTC (*Total Transfer Capacity*) on kahden alueen välinen käyttövarmuuden määräämä suurin mahdollinen sähkönsiirto, jos tulevaisuuden tuotanto- ja kuormatilanne sekä verkon kytkentätilanne tiedettäisiin täydellisesti ennalta. TRM (*Transmission Reliability Margin*) on turvamarginaali, joka auttaa hallitsemaan suunnittelemtomia siirtoja, jotka johtuvat taajuudensäädöstä, odottamattomasta tehonsiirrosta häiriötilanteissa tai tiedonkeräyksen ja mittausten epätarkkuudesta. TRM liittyy reaaliaikaiseen käytöhallintaa. NTC (*Net Transfer Capacity*) saadaan kaavalla 4.1. NTC määrittää maksimisiirron kahden alueen välillä siten, että käyttövarmuus molemmilla alueilla on huomioitu. NTC voi vaihdella päivästä toiseen riippuen käyttötilanteesta.

$$NTC = TTC - TRM \quad (4.1)$$

TTC, TRM ja NTC ovat ei-sitovia, suuntaa-antavia arvoja. Markkinatoimijoiden pitäisi ymmärtää ne parhaana referenssiarvona, joita saatetaan joutua sopeuttamaan vastaamaan vallitsevaa tilaa järjestelmässä. (Nordic Grid Code 2007)

#### 4.4 Taajuusohjatut reservit

Taajuusohjatut reservit on jaettu käyttöreserviin ja häiriöreserveihin (Nordic Grid Code s.95). Häiriöreservit on lisäksi jaettu taajuusohjattuun, nopeisiin ja hitaisiin reserveihin. Taulukossa 4.1 on kuvattu mitä eri tuotantomuotoja reservit voivat käyttää hyödyksi.

Taajuusohjatut käyttöreservit aktivoituvat  $\pm 0,1$  Hz taajuuspoikkeaman sisällä. Ne huolehtivat normaalista kulutuksen vaihtelun aiheuttamasta poikkeamasta taajuuteen. Käyttöreservit toteutetaan säätämällä vesivoimaloiden ja lauhdevoimaloiden generaattoreita sekä tasasähköyhteyttä Venäjältä ja Virosta. Taajuusohjatun käyttöreservien tarve jokaiselle pohjoismaalle on määritelty vuotuisen kulutetun energian mukaan. Nordel vaatii, että jokaisella verkkovastaavalla on vähintään kaksi kolmasosaa normaalista taajuusohjatusta käyttöreservistä omalla alueellaan saarekekäytön varalta. Nordel huomauttaa, että kasvu alueiden välisessä häiriöreservitehon siirrossa voi vaatia reservimarginaalin nostoa siirtojohtoilla. Tämä tarkoittaa erotusta sen hetkisen suurimman siirtokapasiteetin ja kaupalliseen tarkoitukseen luvatus kapasiteetin välillä.

Taajuusohjatut häiriöreservit alkavat toimia taajuuden laskiessa alle 49,9 Hz. Mikäli taajuus on alle 49,5 Hz yli 30 sekuntia, kaikkien reservien pitää olla täysin käynnissä. Pohjoismaisessa verkossa pidetään häiriöreservejä niin paljon, että järjestelmä kestää mitoittavan vian eli vakavimman N-1 -vian. Taajuusohjattu häiriöreservit toteutetaan säätämällä vesivoimaloiden ja lauhdevoimaloiden turbiinisäädöllä sekä alitaajuudesta toimivilla kuormanirrotusreileillä. Nopeat häiriöreservit käynnistyvät 15 minuutin sisällä taajuuspoikkeamasta. Nopeita häiriöreservejä käytetään säätösähkömarkkinoiden kautta tuotannon ylös- ja alassäätöön tai omista tuotantolaitoksista. Nopeat häiriöreservit käsittävät pääasiassa nopeita kaasuturbiineja ja irtikytkettäviä kuormia, joita voi käyttää 15 minuutin sisällä. Hitaat reservit aktivoituvat hitaammin kuin 15 minuutissa ja vapauttavat nopeita reservejä järjestelmän käyttöön.

Taulukko 4.1 Reservikäyttöön soveltuva tuotanto Suomessa (Fingrid 2008d, Nordic Grid Code s.95–97)

	Tuotanto	Reservien vaihtoa maiden välillä
Taajuusohjattu käyttöreservi	Voimalaitosten pätötehoreservejä, Venäjän tasasähköyhteys, Viron tasasähköyhteys	Kyllä
Taajuusohjatut häiriöreservit	Voimalaitosten pätötehoreservejä, irtikytkeytyvät kuormat	Kyllä
Nopeasti aktivoituvat häiriöreservit	Kaasuturbiinit, irtikytkeytyvät kuormat	Kyllä
Hitaasti aktivoituvat häiriöreservit	15 min jälkeen käyntiin saatava tuotanto	Ei

Nopeiden häiriöreservien määrä riippuu suurimmasta irti kytkeytyvästä tuotantoyksiköstä. Tuulivoimalla ei ole vaikutusta häiriöreserviin niin kauan kuin tuulivoimalojen arvioitu yhtäaikainen suurin tehon muutos on pienempi kuin verkon suurin tuotantoyksikkö. Lisää taajuusohjattua käyttöreserviä, joka pitää taajuuden 0,1 Hz:n vaihteluvälin sisällä molempiin suuntiin, sitä vastoin tarvitaan. Loistehoreservit sijaitsevat tahtigeneraattoreissa ja niiden riittävyys on pyritty varmistamaan antamalla voimalaitoksille yhdenmukaiset velvoitteet. Myös kondensaattorit ja reaktorit toimivat reservinä.(Fingrid 2009) Kaikki loisteho varataan häiriöreserviksi 400 kV:n verkkoon liitettävillä generaattoreilla. 220 kV:n ja 110 kV:n verkkoon liitetyillä koneilla, puolet  $0,9 \cos \varphi$ :n arvoa vastaavasta loistehon tuotantokyvystä varataan häiriöreserviksi. Alemmilla jännitetasoilla ei ole vastaavia vaatimuksia.



## 5 Voimansiirtojärjestelmän jännite

### 5.1 Jännitteen vaihteluväli siirtoverkossa

Jännite halutaan pitää halutussa tasossa, joten sitä on säädettävä. Suomessa 400 kV:n johdoilla jännite saa vaihdella normaalitilassa välillä 380–420 kV, ja 220 kV:n johdoilla 215–245 kV sekä 110 kV:n johdoilla välillä 105–123 kV. Häiriötilanteessa näitä suuremmat vaihtelut ovat sallittuja. Kun johtoon kytketään jännite, johdon kapasitanssit tuottavat loistehoa, joka nostaa tyhjänäkäyvän johdon jännitettä. Tuotettu loisteho riippuu vain jännitteestä, ei kuormitusvirrasta, ja se kasvaa jännitteen kasvaessa. Johdon kuluttama loisteho puolestaan riippuu virrasta ja kasvaa virran kasvaessa. Tietyllä kuormituksella johdolla tuotettu ja johdon reaktanssissa kulutettu loisteho ovat yhtä suuret, jolloin johdon sanotaan käyvän luonnollisella teholla. Luonnollinen teho on kyseessä myös, kun johto päättyy aaltoimpedanssinsa suuruiseen kuormaan. Siirron kasvaessa suuremmaksi tarvitaan jossain vaiheessa kompensointia loistehon kulutuksen kasvaessa. Jännitettä säädetään siis loistehon avulla.

Jännitteen alenemalla voi olla kuluttajille ja tuottajille seuraavanlaisia seurauksia. (Nordic Grid Code s.72)

- Kuluttajat voivat kokea 0,5–0,7 pu jännitteen laskun, jolloin esimerkiksi kontaktorit aukeavat.
- Laitteiston ylikuormittuminen 0,8 pu jännitteellä.
- Tuotannon pysähtyminen, koska apujärjestelmät vikaantuivat 0,85 pu jännitteellä.
- Jännitteellä 0,85–0,9 pu voi loistehontuotanto saavuttaa maksimin, koska generaattorit saavuttavat niiden loistehon tuotannolle asetetun roottorivirtarajan napajännitteen laskun seurauksena.

Arvot ovat suuntaa antavia ja vaihtelevat laskentatavasta, verkon rakenteesta ja muista komponenteista riippuen. Jokainen kantaverkkoyhtiö määrittää itse sallitun vaihteluvälin verkon sisällä. Jännitteelle määriteltyä ylärajaa ei saa ylittää laitteiden jännitekestoisuuden ja sähköturvallisuuden takia.

Jännitteen säädöllä ja loistehon säädöllä on suuri vaikutus kantaverkon pätötehohäviöihin. Häviöiden kannalta korkea jännite olisi aina edullinen, jos koronaa ei esiintyisi. Jos koronaa on, niin suurilla jännitteillä koronahäviöt muodostuvat suuriksi. Koronahäviöt kasvavat erityisesti huurresäällä ja sateisilla ilmoilla. Parhaat jännitetasot määritellään optimointitehtävänä kulloinkin vallitsevan tilanteen mukaan.

Fingridin mukaan jännitteen säädölle voidaan antaa kaksi luokkaa: jännitetason säätö ja automaattinen jännitteensäätö. Jännitetason säätö on käsin tehtävää säätöä, jonka tarkoitus on pitää jännite automaattisensäädön rajojen sisäpuolella. Automaattiseen jännitteensäätöön käytetään rinnakkaisreaktoreja, -kondensaattoreita, muuntajien käämikytkimiä ja tahtigeneraattoreita.

## 5.2 Jännitetason hallinta normaalitilanteissa

Rinnakkaiskondensaattorit tuottavat kuormien tarvitseman loistehon ja rinnakkaisreaktoria käytetään kompensoimaan esimerkiksi tyhjänä käyvän johdon tuottama loisteho. Sarjakondensaattoria sitä vastoin käytetään kasvattamaan siirtotehoa johdolla. Sarjakondensaattori tuottaa sitä enemmän loistehoa, mitä suurempi kuormitusvirta kulkee sen lävitse ja helpottaa siirtoverkon jännitetason ylläpitoa. Kompensointilaitteet on sijoitettu tärkeimmille muuntoasemille.

Kantaverkon johtojen tuottaman loistehon kompensointiin käytettävät rinnakkaisreaktorit on liitetty 400/100/20 kV:n ja 220/110/20 kV:n päämuuntajien 20 kV:n tertiäärikäähymyksiin. Reaktorit ovat rakenteeltaan ilmaeristeisiä ja suuruudeltaan 60–66 MVar. Siirtotehojen kasvaessa kytketään reaktoreita irti. Reaktoreita voi käyttää jännitteen laskemiseen häviöiden minimoimiseksi esimerkiksi suurten koronahäviöiden aikana.

Rinnakkaiskondensaattoreita on 110 kV:n verkossa sijoitettuna usealle 110 kV:n sähköasemalle ja 400/110 kV:n muuntoasemalle. Niillä kompensoidaan asiakkaiden loistehokuormia ja verkon loistehohäviöitä raskaassa siirtotilanteessa. Kondensaattorin kytkeminen verkkoon aiheuttaa jännitteen nousun muuntoasemalla ja lähiympäristössä. Kondensaattoreiden ohjaukseen käytetään loistehonsäätäjää, jonka ohjaus perustuu 110 kV:n puoleisen verkon loistehoon. Huono puoli rinnakkaiskondensaattoreissa on, että

niiden antama loisteho riippuu jännitteen neliöstä ja ne kykenevät vain portaittaiseen säätöön. Synkronikompensaattori, eli tahtikone, jota käytetään pelkästään kuluttamaan tai tuottamaan loistehoa säätämällä magnetointivirtaa, on parempi, koska verkon (järjestelmän) jännite ei vaikuta tuotettuun loistehoon. Tahtikone myös kasvattaa verkon oikosulkutehoa. Tehonheilahtelujen aikana se voi myös tuottaa normaalia suuremman määrän loistehoa. Suurimpana heikkoutena on sen korkea hinta.

Käämikytkimiä käytetään pitämään muuntajan 110 kV:n puoli ohjearvossaan. Muuntajien käämikytkimillä voidaan säätää käämitysten kierroslukua muuntajan ollessa toiminnassa. Jännitteen ollessa liian alhainen käämikytkimen askellus muuttaa muuntajan ensiöpuolen kierroslukua pienemmäksi jolloin jännite toisiopuolella nousee. Askelia kytkimessä on noin 18, suuruudeltaan 1,33 prosentin luokkaa. Käämikytkimessä on aikahidastus, jottei se reagoisi ohimeneviin jännitteen heilahteluihin ja estämään edestakaisen kytkemisen. Käämikytkimen jännitettä nostava vaikutus 110 kV:n verkkoon aiheuttaa loistehon virtauksen 400 kV:n verkosta 110 kV:n puolelle, mikä saattaa olla haitallista häiriötilanteessa.

Loistehon kulutus on Suomessa suurimmillaan silloin, kun tuotantoyksikkö irttaa etelässä ja pohjois-etelä siirto on suuri.

### 5.3 Generaattorin jännitetuki voimajärjestelmän häiriötilanteissa

Reaktorit ja kondensaattorit hoitavat hitaat loistehon muutokset, kun taas generaattorien jännitteensäätäjät hoitavat nopeat muutokset. Tahtigeneraattorin napajännite on kolmen tekijän funktio: pyörimisnopeuden, magnetoimisvirran ja kuormitusvirran. Kuormitusvirta vaihtelee kuormituksen mukaan, ja pyörimisnopeus vakioidaan taajuussäädön avulla. Generaattorin jännitteensäätö jää magnetoimisvirran tehtäväksi. (Mörsky, Mörsky 1994)

Jännitteensäädön ensisijainen tehtävä on jännitteen pitäminen ohjearvossaan staattisissa tilanteissa. Toissijainen tehtäviä ovat rinnankäyvien generaattoreiden loistehotuotannon jako ja muun verkon stabiiliuden parantaminen häiriöiden jälkeen. Stabiiliutta voidaan parantaa generaattorien jännitteen säädöllä, jos siinä on lisästabilointisäätö (Power System Stabilizer) heilahtelujen vaimennukseen. Transienttistabiiliutta parannetaan nopealla

jännitteen säädöllä ja sillä varmistetaan suurten koneiden pysyminen verkossa oikosulkujen aikana. Verkkohäiriöiden varalta on generaattoreissa oltava riittävästi häiriöloistehoreserviä. (Mörsky, Mörsky 1994).

Jännitteensäätäjä säättää jännitteen haluttuun arvoonsa loistehon tuotantoa muuttamalla. Tahtigeneraattorin syöttämää loistehoa muutetaan sen magnetointia säätämällä. Mitä suurempaa magnetoimisvirran maksimia voidaan käyttää, sitä nopeampi on jännitteensäätö. Staattori- ja roottorivirtojen rajoja ei voi pitkäaikaisesti ylittää, koska muuten generaattori kuumenee liikaa. Tahtigeneraattoreita sisältävällä alueella ei voi aina käyttää käämikytкимиä ja kompensointilaitteita, jos halutaan generaattorin säädöstä kaikki hyöty irti. Kompensointilaitteiden toimiessa nousee generaattorin napajännite, jolloin napajännitesäätäjä vastaavasti pienentää magnetoimisvirtaa ja loistehon tuotanto pienenee. (Mörsky, Mörsky 1994)

Jännitteensäätöön voidaan käyttää myös nopeita tehoelektroniikkalaitteistoja. Jännitelähdesuuntaajalla varustettu suurjännitteinen tasasähköyhteys (VSC HVDC) voi säätää nopeasti ja portaattomasti jännitettä samoin kuin staattinen loistehon kompensattori SVC (Static Var Compensator). SVC toimii periaatteessa seuraavasti. SVC vertaa verkon jännitettä ohjearvoonsa ja antaa ohjauksen tyristorien ohjauskulmalle, jotka säätävät reaktanssi- ja kapasitanssilähteitä. STATCOM perustuu jännitelähdesuuntaajaan ja kykenee tuottamaan ja kuluttamaan loistehoa muuttamalla jännitteen aaltomuotoa tehoelektroniikalla. Lähteenä toimii kondensaattori. STATCOM toimii paremmin kuin SVC verkon jännitteen laskiessa, sillä sen loistehontuotanto ei riipu verkon jännitteestä

## 5.4 Tuulivoiman erityispiirteet jännitteensäädön kannalta

### 5.4.1 Yleistä

Tuulivoimalle on tyypillistä suuri tuotannon vaihtelu, joten erilaisia mahdollisia tehonjakotilanteita tulee useita. Suunnitellessa pitää tarkastella järjestelmällisesti useampia erilaisia tilanteita kuin muun tuotannon ollessa kyseessä. Normaalitilanteessa tuulipuiston ja liityntäpisteen ylitse ei siirry loistehoa.

Nordic Grid Codessa on vaatimus tuulivoimalojen jännitekuoppakestoisuudelle (fault ride-through). Tuulivoimalan on kestävä esimerkiksi 250 ms jännitteetön aika tuulivoimalan liityntäpisteessä ilman verkosta irtoamista. Jännite tuulivoimalan generaattorin liittimissä on tätä suurempi verkon impedanssien ja tuulivoimalan muuntajien takia.

#### **5.4.2 Kaksoissyötetty ja taajuusmuuttajalla liitetty tuulivoimalageneraattori**

Seuraavassa on esitetty muuttamia yleisiä piirteitä sekä kaksoissyötetystä tuulivoimalageneraattorista, joka on ollut suosittu malli sekä suoraan taajuusmuuttajalla käytetystä kestoplaneettitahtigeneraattorista, jota tullaan luultavasti käyttämään tulevaisuudessa yhä enemmän. Tässä työssä tuulivoimapuistojen generaattorimallina on käytetty kaksoissyötettyä epätahtigeneraattoria.

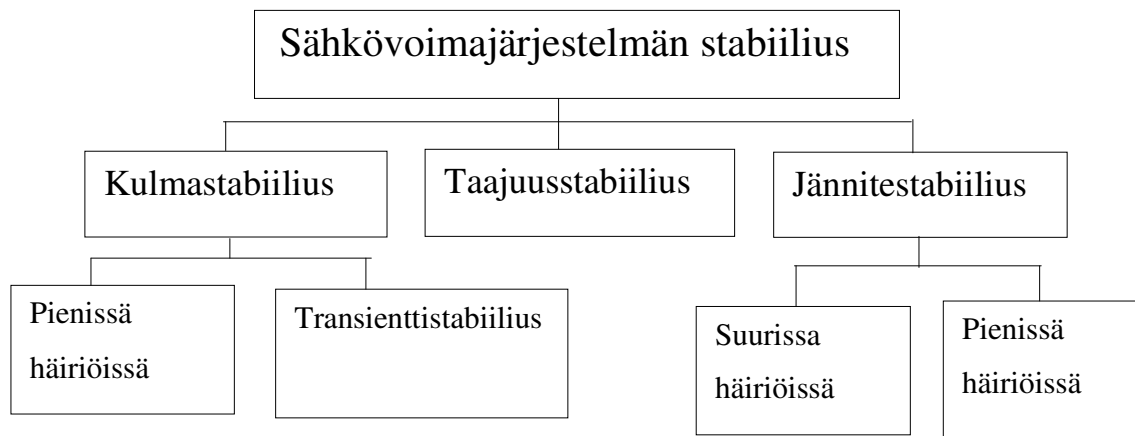
Kaksoissyötetty epätahtigeneraattori tarvitsee vaihteiston ja se syöttää tehoa verkkoon suoraan ja taajuusmuuttajan kautta. Taajuusmuuttaja syöttää noin 30 % tehosta verkkoon, joten muuttajaa ei tarvitse mitoittaa täydelle teholle. Säättämällä generaattorin roottoriin menevän virran taajuutta saadaan suurempi tehokas tuulennopeuden käyttöalue tuulivoimalalle. Loistehon tuotantoa voidaan säätää taajuusmuuttajalla. Loistehon tuotanto on mitoitettu noin kolmasosaan pätötehon tuotannosta.

Suoraan taajuusmuuttajan välityksellä verkkoon kytketty kestoplaneettitahtigeneraattori ei tarvitse vaihteistoa ja sillä on hyvä tehokkuus myös pienillä tuulennopeuksilla. Taajuusmuuttajan verkonpuoleinen tehoelektroniikka määrittelee kokonaan loistehon siirron verkon ja taajuusmuuttajan välillä. Taajuusmuuttaja on mitoitettu laitoksen täydelle teholle.

### **5.5 Jännitestabiilius**

Sähköjärjestelmän stabiilius on määritelty IEEE:n ja CIGRE:n työryhmän mukaan seuraavasti:

Sähkövoimajärjestelmän stabiilius on fysikaalisille häiriöille altistetun voimajärjestelmän kyky päästä annetusta alkutilasta uudelleen tasapainopisteeseen, niin että useimmat järjestelmän muuttujat pysyvät annetuissa rajoissa ja käytännössä koko järjestelmä säilyy ehjänä. (IEEE/CIGRE Joint Task Force 2004) Kuvassa 5.1 on esitetty sähkövoimajärjestelmän stabiiliuden eri lajit.



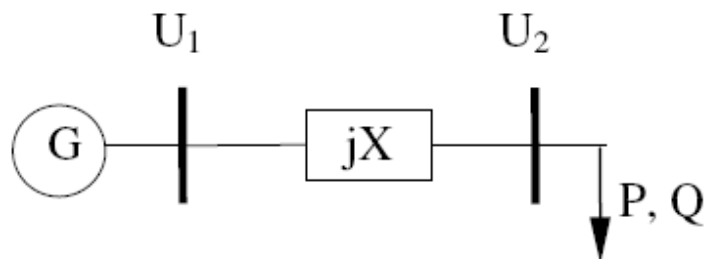
Kuva 5.1 Sähkövoimajärjestelmän stabiilius jaottelu

Stabiiliuden tarkastelu voidaan jakaa kulma- jännite- ja taajuusstabiiliuden tarkasteluun. Tässä diplomityössä olennaista on jännitestabiilius, koska tutkitaan tilannetta, jossa tehoa tuodaan Ruotsista pohjoisen yhdysjohtojen kautta. Kun on tuontitilanne Ruotsista ja P1-siirto pohjoisesta etelään, suurinta sallittua siirtoa rajoittavina tekijöinä ovat jännitestabiilius ja terminen kapasiteetti. Mikäli siirto olisi etelästä pohjoiseen, täytyisi ottaa huomioon koneiden dynaamiset heilahtelut verkossa. Pienemmän järjestelmän syöttäessä suurempaa järjestelmää generaattorit saattavat alkaa heilahdella keskenään.

Seuraavassa kerrotaan yleisesti kulma- ja taajuusstabiiliudesta, koska usein käytännössä stabiiliusongelmat esiintyvät yhdessä. Kulma- ja taajuusstabiiliutta ei tarkastella tämän diplomityön osalta enempää. Kulmastabiilius liittyy tahtikoneiden kykyyn säilyttää tahtikäyttö. Pienissä häiriöissä stabiilius voidaan menettää tahdistavan tai vaimentavan momentin puuttuessa. Kulmastabiilius suurten häiriöiden aikana, eli transienttistabiilius, menetetään suuren häiriön aikana, kun generaattorin kulma kasvaa yli stabiiliusrajan. Transienttitarkasteluissa tutkitaan yhtä konetta tai voimalaa, kun vika on lähellä laitosta ja vika-aika on alle 1 sekunti. Taajuusstabiilius riippuu tuotannon ja kulutuksen erosta. Mikäli taajuus laskee liikaa, alkavat sähkökoneet irrota verkosta, jolloin verkko menettää toimintakykynsä.

Jännitestabiilius kuvaa järjestelmän kykyä pitää solmupisteiden jännitteet vakaina häiriön jälkeen. Jännite riippuu kuormien ja siirtoverkon tarvitsemasta loistehosta ja generaattorien ja kompensointilaitteiden antaman loistehon tasapainosta. Loistehon tuotannolla pystytään tukemaan jännitettä.

Jännitteen ja tehon välinen yhteys saadaan selville tarkastelemalla generaattorin ja kuorman muodostamaa piiriä, joka on kuvattu kuvassa 5.2.



Kuva 5.2 Generaattori ja kuorma

Kuvan 5.2 johdon loppupään jännitteelle  $U_2$  voidaan muodostaa johdon pätö- ja loisteho yhtälöistä 3.1 ja 3.2 seuraava kaava (5.1).

$$U_2 = \sqrt{\frac{(U_1^2 - 2QX) \pm \sqrt{U_1^4 - 4XQU_1^2 - 4P^2X^2}}{2}} \quad (5.1)$$

$U_1$  on jännite johdon alkupäässä

$U_2$  on jännite johdon loppupäässä

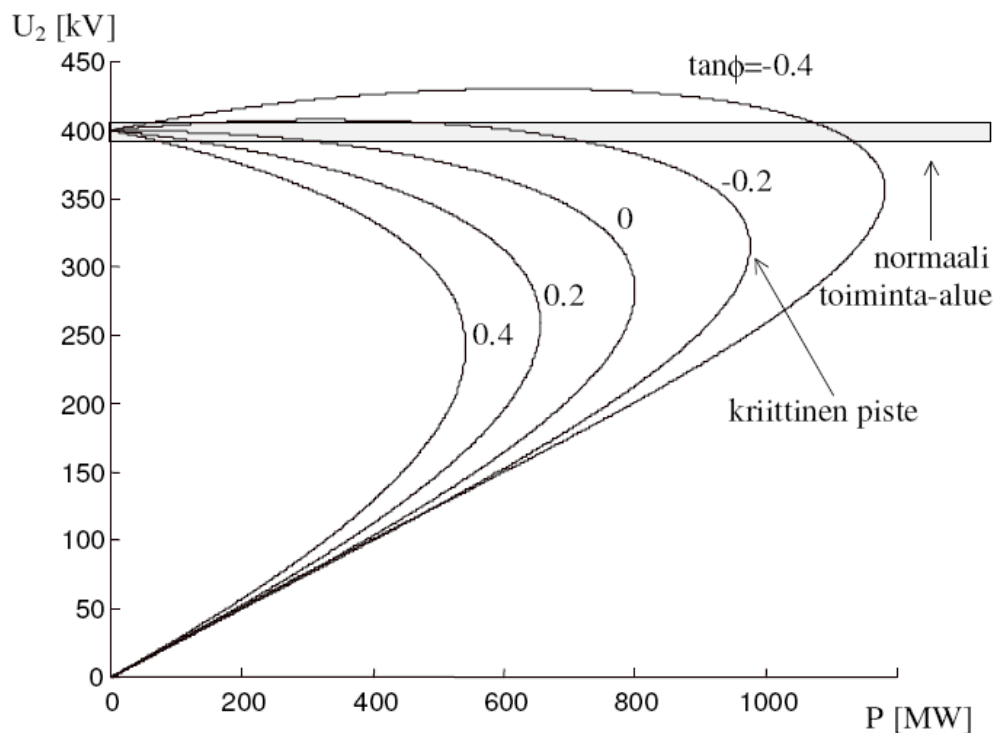
$X$  on johdon reaktanssi

$P$  on johdon loppupäässä kulutettu pätöteho

$Q$  on johdon loppupäässä kulutettu loisteho

Kun yhtälöstä piirretään kuvaaja tehon funktiona, saadaan siitä P-U -käyrä, joka esiintyy kuvassa 5.3. Kriittinen piste saavutetaan käyrällä pätötehon maksimipisteessä, jonka

jälkeen jännite romahtaa. Kuvasta huomataan myös, että kompensointi kasvattaa tehonsiirtokapasiteettia.  $\tan \phi$  saadaan jakamalla loisteho pätöteholla.



Kuva 5.3 P–U -käyrät (Repo 2000)

Loisteho on kannattavinta tuottaa lähellä kulutuspistettä. Muussa tapauksessa loistehon siirto rasittaa siirtoverkkoa viemällä siirtokapasiteettia pätöteholta. Jänniteromahdus tapahtuu yleensä suuren kuormituksen aikaan, jolloin siirtoverkko on kykenemätön siirtämään loistehoa. Tyypillinen jännitteen romahduksen kulku on seuraavanlainen (Repo 2000, Kundur 1994):

1. Kuormitusta lähellä oleva suuri tuotantoyksikkö on huollossa tai muuten poissa käytöstä. Siirtojohdot ovat raskaasti kuormitettu ja loistehoreservit ovat minimissä.



- 
2. Johto irttaa käytöstä, jolloin muuta aluetta syöttävät johdot kuormittuvat lisää. Tällöin kasvavat loistehohäviöt ja loistehon tarve.
  3. Loistehon kasvun seurauksena jännite alenee. Kuormitus pienenee jännitteen laskun seurauksena ja stabiloi tilannetta. Generaattoreiden automaattinen jännitteensäätö reagoi hyvin nopeasti jännitteen muutokseen ja säätää napajännitteen asetusarvoonsa. Jännitteen säätö kasvattaa loistehon tuotantoa, jonka jälkeen siirrettäessä loistehoa verkon induktanssien läpi laskee jännite loistehohäviöiden takia.
  4. Jännitteen alenema siirtoverkossa vaikuttaa jakeluverkkoon. Sähköasemien päämuuntajien käämikytkimet reagoivat 2-4 minuutin viiveellä jännitteen alenemaan. Käämikytkimen muutos kasvattaa siirtojohdon häviöitä jakeluverkon kuormien kasvaessa. Siirtoverkon jännitteet alenevat lisää kuormituksen kasvusta.
  5. Käämikytkimien toimittua generaattorit tuottavat lisää loistehoa ja saavuttavat virtarajansa. Virtarajalla generaattorisolmun jännite ei enää ole vakio. Pitääkseen virran sallituissa rajoissa generaattori rajoittaa loistehontuotantoa.
  6. Tällöin loistehon tuotanto siirtyy kauempana oleville generaattoreille, jolloin yhä suurempi osa tuotetusta loistehosta kuluu häviöihin. Useampi generaattori saavuttaa nyt virtarajansa.
  7. Jännite romahtaa, mikäli jännitteen alenemista ei pysäytetä ajoissa.

## 6 Sähköjärjestelmän tehonjako ja käyttövarmuus

### 6.1 Sähköverkon tehonjako.

Tässä työssä käytettyjen tehonjakojen pohjana on verkkomalli, jossa lasketaan virranjako solmumenetelmällä. Jokaisesta solmusta tiedetään etukäteen kaksi neljästä suureesta, joita ovat jännite  $V$ , solmun kuormateho  $P$ , ja kuormaloisteho  $Q$  ja jännitteen kulma  $\delta$  referenssisolmun kulmaan nähden. Kaksi tuntematonta suuretta lasketaan. Jokainen solmu määritellään joko kuorma-, jännite- tai referenssisolmuksi. Kuormasolmussa ( $PQ$ ) tiedetään sen hetkinen pätö- ja loistehon kulutus, eikä siellä ole tuotantoa. Jännitesolmussa ( $PV$ ) jännite pysyy vakiona. Siellä on esimerkiksi generaattori, joka pystyy tukemaan solmun jännitettä loistehollaan. Jännitteen lisäksi pätöteho tiedetään, loisteho sekä kulma lasketaan. Solmussa olevalle laitteelle, kuten generaattorille tai kompensointilaitteelle, määritetään myös loistehon yläraja. Mikäli tämä raja ylittyy, tulee solmusta  $PQ$ -solmu. Referenssisolmu ( $P\delta$ ) toimii referenssinä muiden solmujen kulmalle ja tuottaa puuttuvan tehon, joka tarvitaan tasapainotilan löytämistä varten. Jännite pysyy vakiona, pätö- ja loisteho ratkaistaan.

Tehonjaon ratkaisuksi saadaan joukko solmujännitteitä, jotka täyttävät Kirchhoffin virtalain ehdon (8.1), jonka mukaan solmuun liittyvien virtojen summa on nolla.

$$[\underline{I}_N] = [\underline{Y}_{NN}] [\underline{V}_N] \quad (6.1)$$

$[\underline{Y}]$  on verkon johdoista ja muuntajista muodostettu solmuadmittanssimatriisi.  $[\underline{I}]$  on solmusta lähtevien virtojen matriisi ja  $[\underline{V}]$  on solmujen jännitteiden matriisi. Tuotanto- ja kuorma-arvoista saadaan raja-arvot solmun tuottamalle tai kuluttamalle teholle.

Tehonjakolaskenta on staattisen tilan ratkaisu virroille sen hetken tuotannolla, ja kuormalla ja verkkokytkennällä. Tehonjaolla voidaan muun muassa tutkia keskeytystilanteita, suunnitella uusia investointeja ja minimoida häviöitä. Yleensä tehonjako ratkaistaan Newton-Raphson-menetelmällä iteroiden. Tässä työssä käytettiin Newton-Raphson-menetelmää. Toinen mahdollinen menetelmä on Gauss-Seidel (6.2), joka on myös

iteratiivinen menetelmä. Iterointi alkaa valistuneella arvauksella jännitteiden suuruudesta ja niiden kulmista. Tätä jatketaan niin kauan kunnes tulos suppenee halutun rajan sisään.

$$\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} = Y_{kk} V_k + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n Y_{ki} V_i \quad (6.2)$$

$P_k$  on solmusta lähtevä pätöteho

$Q_k$  on solmusta lähtevä loisteho

$V_k$  on verkon solmupisteiden jännite

$Y_{kk}$  on verkon admittanssimatriisi

Toinen menetelmä Newton-Raphson ratkaisee joukon epälineaarisia yhtälöitä iteratiivisesti. Menetelmän pohjana on käyttää alla olevaa kaavaa (6.3) ratkaisemaan funktion nollakohdat. Iterointi aloitetaan tässäkin alkuarvauksella.

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (6.3)$$

$f(x_n)$  on ratkaistava funktio

$f'(x_n)$  on funktion derivaatta  $x$ :n suhteen

$x$  on ratkaistava muuttuja

Gauss-Seidel menetelmä toimii hyvin, kun jännite alkuarvaus on huono mutta menetelmän ongelma on se, että se suppenee hitaasti. Newton-Raphson menetelmä tarvitsee paremman alkuarvauksen mutta suppenee nopeammin kuin Gauss-Seidel.

Tehonjako-ohjelmat, kuten tässä työssä käytetty PSS/E, pitävät sisällään näihin pohjautuvia ratkaisualgoritmeja ja niistä johdettuja paranneltuja muunnoksia, joita ohjelma käyttää tehonjakoa laskiessaan.

## 6.2 Käyttövarmuus

Pohjoismaissa kriteeri verkon käyttövarmuudelle määritellään siten, että verkko kestää N-1 -vian ja sen jälkeen johtojen ja solmupisteiden jännitteet ja siirrot ovat hyväksyttävällä

tasolla. N-1 -vika on yksittäisen merkittävän komponentin menetys kuten johto, tuotantoyksikkö, muuntaja, kisko tai kuorma. Verkon täytyy kestää myös N-1 -vika maiden välisillä siirtojohdoilla Nordelin suunnitteluohjeen mukaan. Käyttövarmuus vaihtelee eri tilanteiden mukaan. Tarkastelumenetelmänä N-1 -säätö soveltuu vain silmukoituun verkkoon. Säteittäisessä verkossa ei ole vaihtoehtoisia reittejä teholle.

Suomen 400 kV:n verkon kyky kestää vikoja riippuu paljon tehon pohjois-etelä-siirrosta sekä siirtotilanteesta Suomen ja Ruotsin välillä. Pitkien siirtoetäisyyksien takia dynaaminen ja jännitestabiilius ovat määrääviä tekijöitä monessa tilanteessa. (Tammi, Koskinen 1991) Dynaamisia ongelmia tulee näkyviin erityisesti vientitilanteessa, jolloin generaattorit saattavat alkaa heilahdella. Tuontitilanteessa tulevat vastaan terminen kuormitettavuus ja jännitestabiilius.

Käyttövarmuuden ylläpitämiseksi tietyllä tasolla, siten että se on vielä taloudellisesti kannattavaa, on mahdollista käyttää myös todennäköisyyspohjaista lähestymistä. Koskisen ja Tammen mallissa (Koskinen, Tammi 1991) simuloidaan aluksi verkon käyttäytymistä erilaisissa kuorma-, siirto- ja vikatilanteissa. Tämän jälkeen tarkastellaan valittuja tilanteita lisättynä yksittäisen tai useamman vian todennäköisyyksillä. Jokaiselle johdolle ja verkon komponentille on arvioitu oma vikatodennäköisyys. Näistä lasketaan arvio keskimääräiselle vikatodennäköisyydelle. Tuloksista voidaan päätellä häiriöriskin kannalta tärkeät komponentit.

Keskeytyskustannukset vaihtelevat kuluttajasta riippuen. Yleisesti ottaen keskeytykset tulevat kalliiksi teollisuudelle, joten keskeytymätön energian jakaminen on sähköyhtiöille tärkeää. Elektroniikkalaitteiden yleistyttyä teollisuudessa yhä pienemmät heilahtelut ja katkokset jännitteessä aiheuttavat häiriöitä tuotannossa.

## 6.3 Analyysimenetelmät

### 6.3.1 N-1 -menetelmä

Kun sähköjohto kytketään päälle tai pois, muuttuvat johtojen virrat ja solmupistejännitteet koko järjestelmässä. Verkon käyttövarmuus (*security*) ja kyky selvitä suunnittelemattomista

häiriöistä (kontingensseistä), on verkko-operaattorin tärkein tavoite. Erilaisia kontingenssi-analyysimenetelmiä on kehitetty. Aikaisemmin verkon hallinta oli helpompaa, kun suurin osa sähköyhtiöistä oli monopolisia valtion omistamia yhtiöitä. Yhtiöt olivat enemmän vertikaalisesti integroituneita, jolloin tuotannon ja kulutuksen hallinta oli helpompaa ja ennustettavampaa kuin nykyisten avointen markkinoiden aikana. Huolto-ohjelmat olivat myös ylimitoitettumpia kuin nykyisessä tilanteessa.

Verkon täytyy olla tarpeeksi luotettava myös vikatilanteissa ja perinteisesti tällaisen verkon vahvuuden takaamiseen on käytetty N–1 -analyysiä. Tällä menetelmällä suunniteltaessa yksi vika, kuten muuntajan, johdon tai generaattorin irtoaminen, ei saa aiheuttaa minkäänlaisia ongelmia tuotannolle tai kulutukselle ja verkon jälkitilan tulee olla sallituissa rajoissa. Suunnittelu tehdään järjestelmällisesti laskemalla tehonjako normaalin käyttötilanteen verkolle, josta vuorotellen irrotetaan yksi verkkokomponentti järjestelmästä. Verkolle esimerkiksi simuloidaan johdon irtoaminen normaalissa tilassa olevaan verkkoon ja jälkitilanteen tehonjaon antamat solmujännitteen ja johtojen kuormitukset täytyy olla sallituissa rajoissa. Tällöin analyysi johtaa siihen, että verkko mitoitetaan pahimman mahdollisen vian mukaan.

Yksi vika ei saa aiheuttaa häiriöitä, koska käytönhallintavalvomolla täytyy olla aikaa sopeuttaa käyttötilanne pahimman mahdollisen vian jälkeen. Analyysillä voidaan systemaattisesti simuloida erilaisia tilanteita, jolloin niiden tapahtuessa käytönvalvonnan ei enää tarvitse pohtia mitkä ovat oikeita toimenpiteitä, vaan ne tiedetään heti. Tuulivoimalisää mahdollisten tehonjakojen määrää. Tässä työssä käytetyt verkkoviat olivat 400 kV:n johto- ja kiskoviat ja Olkiluodon 3 generaattorin irtoaminen.

### **6.3.2 Muita jännitestabiiliustarkastelu menetelmiä**

N–1 -menetelmä saattaa johtaa kuitenkin (Taylor 2000, Di Santo et al. 2004) liian rajoittaviin toimintarajoihin ja taloudellisuusajattelun takia on kehitetty erilaisia todennäköisyysperäisiä menetelmiä jotka johtaisivat reaaliaikaisempaan käyttövarmuuden määrittämiseen. Riskeillä voi olla hyvin pieni todennäköisyys tapahtua mutta niistä aiheutuva kustannus voi olla suuri.

Jännitestabiiliuden merkityksen kasvun ja tiedon keräyksen nopeuden kasvaessa ollaan siirtymässä kohti reaaliaikaista simulointia. Reaaliaikainen jännitestabiiliuden määrittämisessä kontingenssimäärittäminen sekä valinta (screening) ja niiden arvostus (ranking) ovat oleellisia työkaluja. Suurista järjestelmistä täytyy pystyä määrittämään oikea joukko mahdollisia vikoja, jotta laskenta-aika saadaan pysymään kohtuullisena. Tarkoituksena on nopeasti ja varmasti määrittellä oleelliset kontingenssit jännitestabiiliuden kannalta. Tällöin verkkoa pystytään hyödyntämään tehokkaammin. Jänniteromahduksen läheisyyden määrittämiseen on kehitetty erilaisia metodeja, kuten pätötehomarginaalin laskeminen jännitteen stabiiliudelle, liittyen johtojen käyttökatkoksiin. (Jia, Jeyasurya, 2000)

Kaksi yleisesti käytettyä tapaa löytää ja valikoida kontingensseja jännitestabiiliuteen ovat CPF (Continuation Power Flow) ja GCF (Generalized Curve Fit). CPF käyttää iteratiivista kaavaa määrittämään suurimman mahdollisen kuorman muutoksen. Menetelmä on melko tarkka mutta vaatii paljon laskentatehoa. Jälkimmäinen arvioi romahduspisteen P-U-käyrältä käyttämällä käyränsovitustekniikkaa. (Jia, Jeyasurya, 2000)

Morante et al. tekemän artikkelin mukaan verkon toiminnan arvioinnin monimutkaisuutta ja tarvetta analyyseille lisää erityisesti:

- Siirtoyhteyksien kasvu maiden välillä, mikä voi lisätä riskiä dynaamisiin häiriöihin.
- Kasvava määrä pienempiä maantieteellisesti hajallaan olevia generaattoreita, mikä voi lisätä tehonsiirtoja.
- Markkinatoimijoiden ennakointi ja mallinnus, sillä heidän toiminta on suuresti sidoksissa markkinatilanteeseen.
- Tarve mallintaa useampia kontingensseja, kuten N-2 -kriteeri
- Suuri määrä uusiutuvalla energialla toimivia generaattoreita, joiden teho on vaihtelevaa.

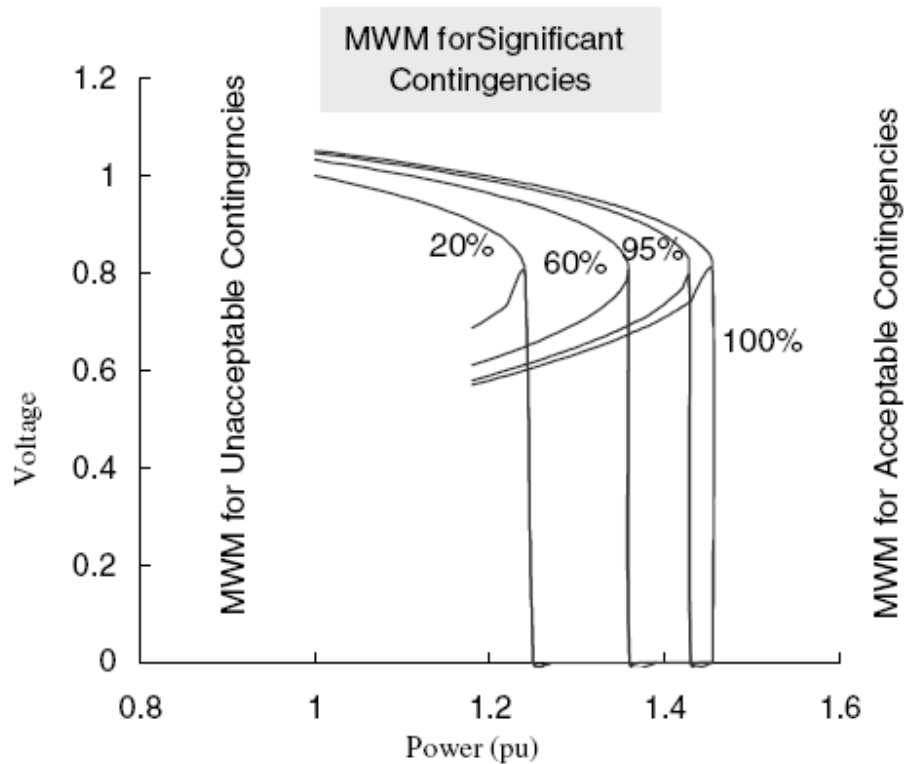
Verkon reaaliaikainen (online) käyttövarmuuden arviointi voidaan jakaa kolmeen peräkkäiseen toimintoon (Morante et al. 2006) seuraavasti, 1) kontingenssin rajaukseen (screening), 2) staattinen ja dynaaminen kontingenssi analyysiin ja 3) estävä ja korjaava toimenpide. Staattinen kontingenssianalyysi käyttää reaaliaikaista dataa ja laskee tehonjaon

muutaman minuutin välein valituksi tulleista kontingensseistä ja tarkistaa onko teknisiä rajoja rikottu.

Teho-jännite käyrään on piirretty solmun jännite tehon funktiona. Eräs mitta, joka kertoo kuinka lähellä järjestelmä on jänniteromahdusta, on MW-kuormitusmarginaali MWM (MW loading margin). Tämä on matka P-U -käyrän toimintapisteestä käyrän käännepisteeseen. Poshtan et al.(2004) tutkimuksessa on tutkittu menetelmää, jossa kontingenssit järjestetään niiden MW-marginaalin mukaan kolmeen ryhmään.

1. Hyväksyttävä, jossa kontingenssi aiheuttaa vähemmän kuin 10 prosenttia MWM laskun viattomaan tilanteeseen verrattuna.
2. Merkittävä, jossa MWM lasku on välillä 10–100 prosenttia
3. Kelpaamaton, jossa tulos on negatiivinen. Se tarkoittaa, ettei tehonjako tulosta saatu muodostettua kyseiselle kontingenssille, ja se on heti estettävä, muuten seurauksena on voimajärjestelmän romahtaminen.

Kuvassa 6.1 on verrattu eri kontingenssien jälkeisiä MW-marginaaleja ehjän verkon MW-marginaaliin, joka on kuvassa 100 prosenttia. Kontingenssin jälkeisen MW-marginaalieron pienennyksen saavuttaessa 100 prosenttia verrattuna alkutilaan ollaan teho-jännite-käyrän käännepisteessä. Tällä tavalla järjestämällä eri kontingenssit niiden vaikutuksen mukaan pystytään löytämään oleelliset vikatapaukset, joiden aikana joudutaan lähelle teho-jännite-käyrän käännepistettä.



Kuva 6.1 P-V käyrä kontingenssi rankkauksella. Käyrät kuvaavat kontingenssien MW-marginaalin prosentuaalista eroa ehjän verkon MW-marginaaliin, joka on kuvassa 100 prosenttia. (Poshtan et al. 2004)

ABB:n ja American Electric Powerin tutkimuksessa (Julian et al. 2000) on myös tutkittu uutta tapaa ennustaa jännitteen romahdus. Tutkimuksessa käytetään mittarina VIP (voltage instability predictor) arvoa, joka ilmaisee kahden jännitekäyrän etäisyyden tai vastaavasti kahden impedanssi käyrän etäisyyden. VIP algoritmi käyttää paikallisia mittauksia kuten aseman virtoja ja jännitteitä arvioimaan jänniteromahduksen läheisyyttä. Idea pohjautuu piiriteorian tiedolle, että suurin teho pystytään siirtämään, kun kuorma ja siirtoimpedanssi ovat yhtä suuret. Normaalitilanteessa verkon impedanssi on paljon pienempi kuin kuorman impedanssi. Romahdusvaaran lähestyessä impedanssien ero lähestyy nollaa. Arvoa on suunniteltu käytettävän paikallisilla sähköasemilla ennustamaan vikoja verkossa.



---

Järjestelmä joko hälyttää keskukseen tai vakavan vian kohdalla irtautuu verkosta paikallisesti ja hälyttää halutulla tavalla.

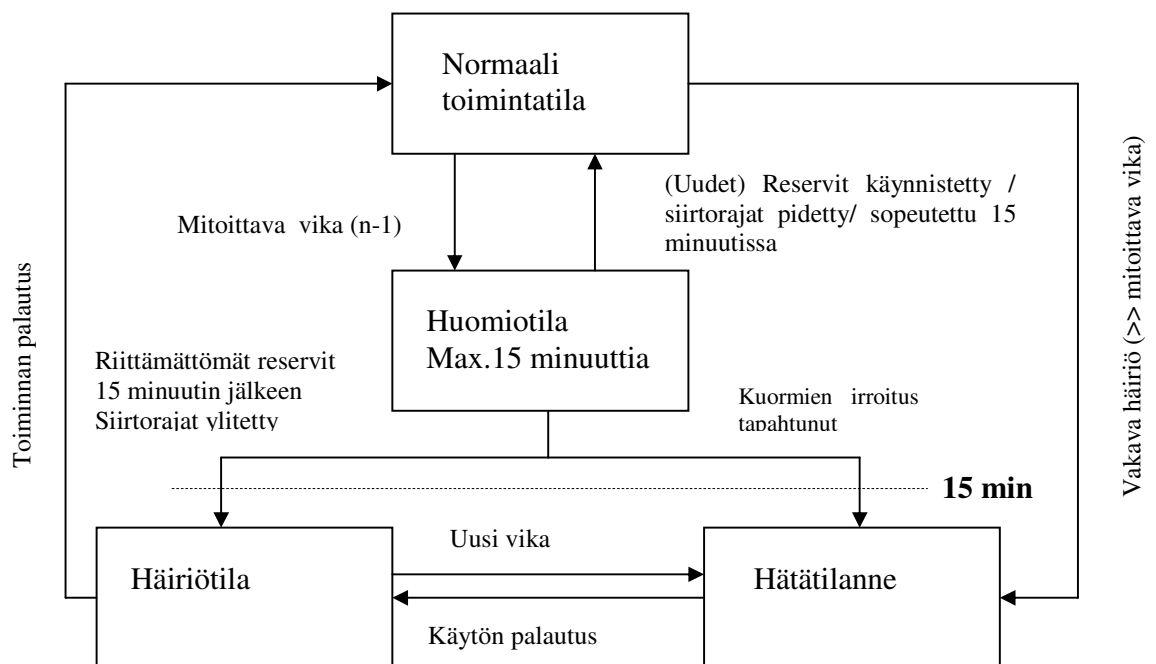
Kaikki jännitestabiiliusalgoritmit määrittävät jollakin tapaa välimatkaa pätötehona tämän hetkisen tilanteen ja jännitteen romahduspisteen välillä. Edellä olevissa tutkimuksissa mitattiin näiden kahden pisteen etäisyyttä toisistaan pätötehon siirron erolla. Toinen käytetty menetelmä on mitata sallittu jännitteen muutos solmussa ennen kuin tapahtuu jänniteromahdus.

Tässä työssä käytettiin N-1 -kriteeriä, koska sitä käytetään Pohjoismaisessa sähköverkossa käyttövarmuuden takaamiseen ja kriteeri on kaikista selkein sekä helpoin toteuttaa tämän työn puitteissa.

## 7 Tehonjakotarkastelut PSS/E ohjelmalla

Tehonjaon tarkasteluun käytettiin tässä työssä Siemens Power Technologies Internationalin (Siemens PTI) PSS/E-verkostolaskentaohjelmiston tehonjako-ohjelmaa. Ohjelma tarvitsee tiedot muuntajista, generaattoreista, kompensointilaitteista, johdoista ja muista laitteista. Tuotanto- ja kulutuspisteiden pätö- ja loisteho määritellään myös. Ohjelma iteroi halutulla menetelmällä virrat ja solmupisteiden jännitteet. Käytetyssä verkkomallissa oli kuvattu 400 kV:n, 220 kV:n ja 110 kV:n verkot. Generaattorit oli sijoitettu verkkoon muuntajan välityksellä. Suurin osa kuormasta oli mallinnettu 110 kV:n jännitetasoon mutta osa oli myös mallinnettu alemmille jännitetasoille muuntajan välityksellä.

Käytetyt tehonjaot sisälsivät joko 2000 MW tai 4000 MW tuulivoimakapasiteettia. Simuloinneissa käytetyt hetkellistä tuulivoimaa kuvaavat tehot olivat näitä pienemmät. Simuloinneissa tutkittiin, miten jännitteet ja johtojen tehot käyttäytyivät, kun tuulivoimatuotanto muuttuu N-1 -vian jälkeen. Voidaan myös ajatella, että N-1 -vika tapahtuu heti tuulivoiman tuotannon muutoksen jälkeen. Kummatkin tapahtuvan 15 minuutin sisällä, jonka aikana verkko-operaattorin on Nordic Grid Code:n mukaan palautettava verkko normaaliin toimintaan. Kuvassa 7.1 on kuvattu siirtymistä tilasta toiseen. Tuulivoiman muutostarkastelu toteutettiin herkkyystarkasteluna, jossa tuulivoimatuotantoa pienennettiin joko 0 %, 15 %, 30 % tai 50 % alkutilanteen simuloitusta hetkellisarvostaan. Jokaiselle tuulivoimatuotannon muutosprosentille suoritettiin siis oma N-1 -analyysi eli aiheutettiin vuorotellen johto-, kiskovika ja Olkiluodon generaattorin irtoaminen.



Kuva 7.1 Operatiiviset tilat vian jälkeen (Nordic Grid Code s.66 )

## 7.1 Kantaverkkosimulointimallit ja tarkastelutilanteet

Verkkosimulointimalleina käytettiin Jarno Lamposen diplomityössään (Lamponen 2007) tekemiä simulointimalleja. Lamposen simulointimallit olivat kahdelle eri tuulivoimaskenaariolle, 2000 MW:n ja 7320 MW:n tuulivoimakapasiteetille. Tuulivoima oli asennettu malleihin Teemu Kontkasen (Kontkanen 2006) tekemien tuulivoimaskenaarioiden mukaan. Skenaarioissa oli määritelty tuulivoimapuistojen sijoituspaikka Maakuntaliittojen tekemän selvityksen perusteella.

Lamponen oli omassa työssään tarkastellut tuulivoimapuiston verkkoon liittymistä ja tässä työssä käytettiin samoja tuulivoimalamalleja ja kantaverkkovahvistuksia. Simulointien ekvivalenttiset tuulivoimalat kuvaavat tuulivoimapuistoa, jossa on useampia generaattoreita. Tuulivoimaloiden generaattorit olivat kaksoissyötettyjä epätahtigeneraattoreita, joiden maksimiloistehontuotanto oli asetettu kolmasosaan generaattorin pätötehontuotannosta.

Simulointimallit pohjautuivat Fingrid Oyj:n toimittamiin Suomen kantaverkkosimulointimalleihin. Niihin oli liitetty Olkiluoto 3-ydinvoimalaitos sekä Fennoskan 2 tasasähköyhteys. Viron Estlink 1 yhteys oli simulointimallissa kuvattu kuormana.

Kantaverkon jännitteiden ja johtojen kuormitusten tarkastelu oli tässä työssä rajattu vain 400 kV:n siirtoverkkoon. Mahdolliset alueelliset ongelmat ja verkon vahvistustarpeet 110 kV:n verkossa oli jätetty tarkastelun ulkopuolelle. Simuloinneissa tarkastellaan vain tuontitilanteita Ruotsista Suomeen. Tuontitilanteessa jännitestabiilius ja terminen kapasiteetti ovat määrääviä. Vientitilanteessa tuulivoiman pieneneminen Suomessa ei ole ongelma, koska tämä näkyy siirtotarpeen pienenemisenä. Lisäksi vientitilanteen mallintaminen vaatisi dynamiikkamallinnusta, ja sen laskentaa pienemmän järjestelmän syöttäessä suurempaa, jolloin generaattorit saattaisivat heilahdella keskenään. Luotettavia ja toimivia dynamiikkamalleja tuulivoiman mallintamista varten ei vielä ole helposti saatavissa PSS/E-ohjelmalle. Myös tuotannon kasvu vientitilanteessa voisi olla ongelma mutta sitä voi rajoittaa järjestelmävalvojan antamilla määräyksillä, esimerkiksi annetaan tuulivoimatuottajille määräys rajoittaa tuotantoa.

Tämän työn kantaverkon simulointimalleja ei ole suunniteltu siten, että ne kuvastaisivat oikeata tulevaisuuden kantaverkkoa näillä tuulivoimaskenaarioilla. Vaikka tuulivoimaskenaariot kuvaavat tilannetta vuodesta 2020 eteenpäin, on kantaverkkomalleihin tehty vain ne välttämättömimmät vahvistukset, jotka on oletettu tarvittavan näihin simulointeihin. Kantaverkkoa on kuvattu siis vain muutamiksi vuosiksi eteenpäin. Oikeasti toteutuvia tuulivoimapuistojen sijaintipaikkoja ja tehoja ei vielä tiedetä varmuudella, joten todellisuudessa verkko muodostuu erilaiseksi.

## 7.2 Tuulivoimakapasiteetti 2000 MW

### 7.2.1 Verkkosimulointimalli ja tehonjakotilanteet yleisesti

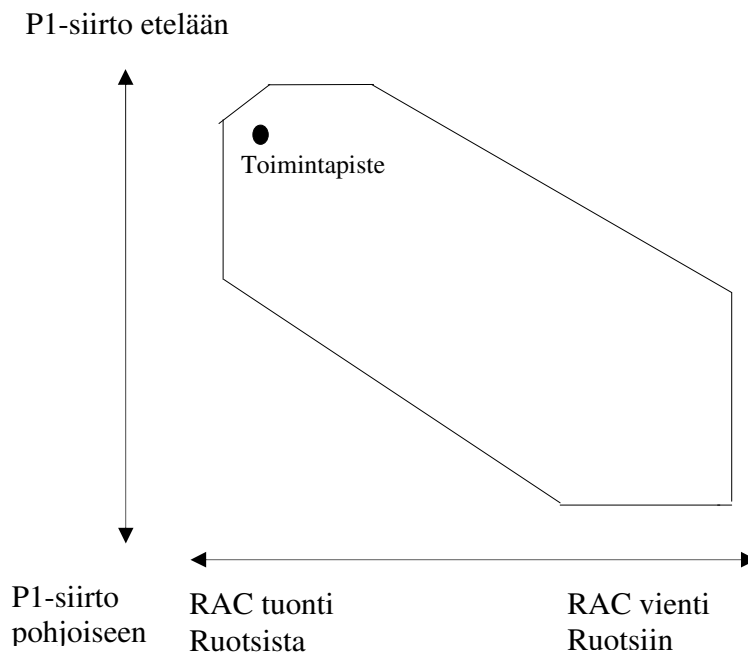
Verkkosimulointimallissa oli uusia 400 kV:n johtoja, verrattuna nykyverkkoon, asennettu 2000 MW:n tuulivoimakapasiteettiskenaariossa Meripori–Kristiina–Tuovila–Seinäjoki välille sekä Petäjäskoski–Keminmaa välille. Lisäksi 220 kV:n johtoja oli poistettu Ulvila–Kristiina–Tuovila–Ventusneva–Kalajoki–Leväsuo ja Ventusneva–Seinäjoki–Alajärvi.

Näistä 220 kV:n johdoista oli siirretty 110 kV:n käyttöön ne joilla ei ollut rinnakkaista 400 kV:n yhteyttä. Pohjoiseen oli laitettu Vajukoski–Valajaskoski välille 220 kV:n yhteys. Tuulipuistot liitettiin 2000 MW:n skenaariossa 110 kV:n verkkoon, paitsi Kristiinan, Ulvilan ja Selleen asemilla 400 kV:n jännitetasoon.

Simuloinneissa tarkastellaan 2000 MW:n skenaariossa syksy ja talvitilannetta, joissa kummassakin tuotiin tehoa Ruotsista. Simuloinnit kuvaavat vain yhtä hetkellistä tilannetta verkossa. Malleihin oli yritetty löytää pahin mahdollinen markkinatilanne VTT:n Wilmar- ja Fingridin Samlast-markkinamalleilla. Tilanteeksi haettiin suurta tuontitilannetta Ruotsilta, ja samaan aikaan korkeaa tuulivoimatuotantoa Suomessa. Simulointitulokset Wilmar-markkinamallista sain VTT:ltä Bettina Lemströmiltä ja Samlast-markkinamallin tulokset Fingridiltä Jussi Matilaiselta. Markkinamallit luovat skenaarion tulevasta tuotantotilanteesta 2000 MW:n ja 4000 MW:n tuulivoimakapasiteetin aikana eri päiville ja tunneille. Niistä sain tiedot eri sähköntuotantomuotojen määristä suuren tuulivoimatuotannon ja Ruotsista Suomeen sähköntuonnin aikana.

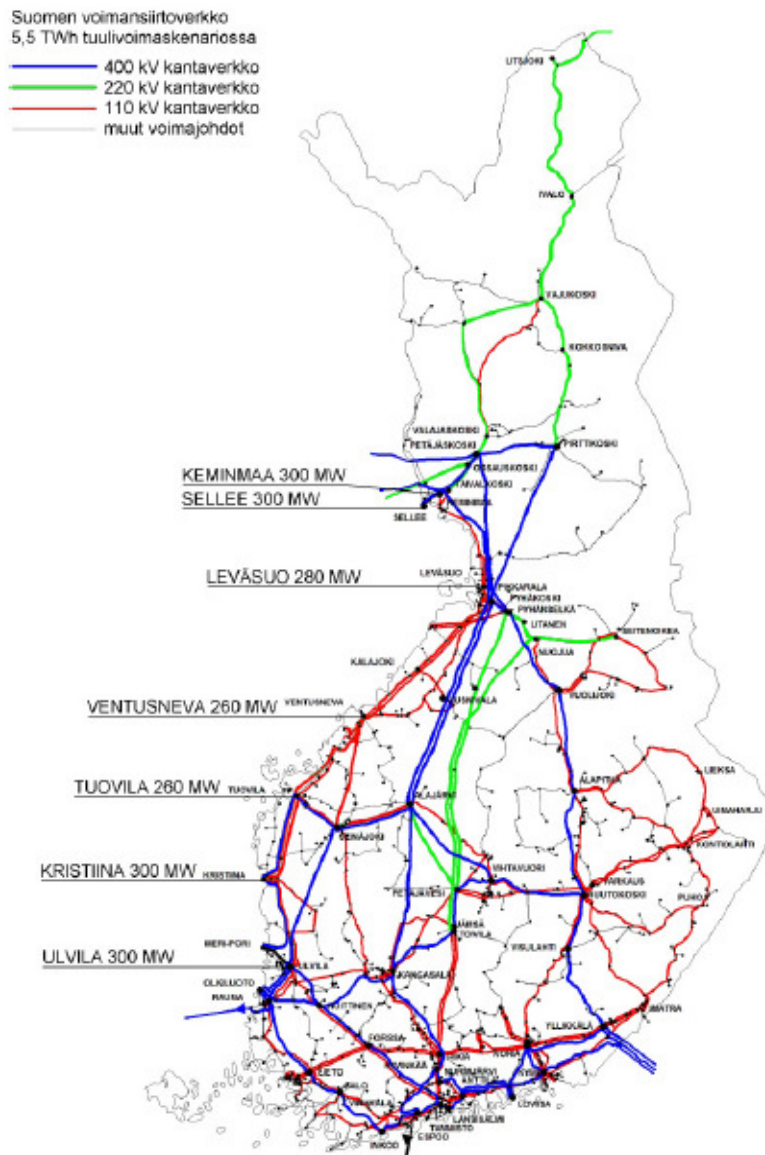
Markkinamalleista valitsin sen simulointimallin tulokset, jossa tuonti ja tuulivoimatuotanto olivat korkeammat. Lopun tuotannon asettelin markkinamallien kertomien suuntaviivojen mukaan eli vähenikö esimerkiksi vesivoima tai joku muu tuotanto. Markkinamallit toimivat siis vain suuntaviivoina, tuotantoa ei ole aseteltu simulointeihin tarkasti niiden perusteella. Markkinamallien mukaan korkean tuulivoimatuotannon aikana väheni vesivoima, laudevoima ja tuonti. Lauhdetta ei tämän työn simuloinneissa käytetty ollenkaan ja vesivoimaa oli myös pienennetty normaalista tilanteesta.

Teho jakautui tuulipuistojen kesken suhteessa niiden nimellistehoon, joten talvitilanteen hetkellisteho 1680 MW jakautui siten, että jokainen puisto toimi 84 prosentin teholla nimellisestä. Syksytilanteessa hetkellisteho oli 950 MW. Kuvassa 7.2 on kuvattu toimintapisteen yleistä sijaintia tämän työ siirtojen kannalta.



Kuva 7.2 Toimintapisteen sijainnin yleinen idea simuloinneissa

Tuulivoimapuistojen nimellistehot kantaverkkoliityntäpisteineen on esitetty kuvassa 7.3. Ne kuvastavat tuulivoimapuistojen liityntäpisteitä kantaverkkoon, eivät itse tuulivoimapuistojen sijaintia.



Kuva 7.3 Tuulivoimapuistojen liittynät kantaverkkoon 2000 MW:n skenaariossa

Tuulivoimateholle suoritettavat nopeat tehonpienennykset olivat 15 %, 30 % ja 50 % hetkellistehosta. Mikäli lukuja haluaa tarkastella nimellistehoon verrattuna, ovat ne taulukon 7.1 mukaiset

Taulukko 7.1 Tuulivoimatehon pienennykset laskettuna hetkellistehosta sekä nimellistehosta

<b>TALVITILANNE</b>			
Hetkellistehosta	15 %	30 %	50 %
Nimellisestä tehosta	12.62 %	25.23 %	42.05 %
<b>SYKSYTILANNE</b>			
Hetkellistehosta	15 %	30 %	50 %
Nimellisestä tehosta	7.12 %	14.25 %	23.75 %

### 7.2.2 Tuotanto talvitilanteessa

Talvitilanteessa kuormatilanne oli 12800 MW. Hetkellinen tuulivoimatuotanto oli 1680 MW. Tilanne oli siis kuvaus yhden hetken tuotanto- ja kulutustilanteesta. Talvitilanteessa ydinvoimatuotantoa oli 4370 MW. Muuta lauhdetuotantoa ei käytetty. Teollisuuden vastapainetuotantoa oli 1950 MW ja vastapaine-kaukolämpötuotantoa 1230 MW. Vesivoimatuotantoa oli 1520 MW. Tuonti Ruotsista 400 kV:n RAC-johtoja pitkin oli 1310 MW ja vienti Ruotsiin 220 kV:n RAC-johtoja pitkin 103 MW. Koska 220 kV:n verkko oli vahvempi Suomen kuin Ruotsin puolelta, oli 220 kV:n johdoilla taipumus olla viennillä vaikka 400 kV:n johtoja pitkin oltaisiinkin tuonnilla. Siirto etelään P1-leikkauksen kautta oli 1710 MW. Tuonti Venäjältä oli yhteensä 634 MW ja Ruotsista DC-linkin kautta 369 MW. Vienti Estlinkin kautta Viroon oli 150 MW.

### 7.2.3 Tuotanto syksytilanteessa

Syksytilanteessa kuorma oli 9400 MW. Hetkellistä tuulivoimatuotantoa oli 950 MW. Ydinvoimatuotanto oli 3800 MW. Teollisuuden vastapainetuotanto oli 1330 MW, vastapaine-kaukolämpö 521 MW ja vesivoimatuotanto 1300 MW. Tuonti Ruotsista 400 kV:n RAC-johtoja pitkin oli 1330 MW ja vienti Ruotsiin 220 kV:n RAC-johtoja pitkin 102 MW. Siirto etelään P1-leikkauksen kautta oli 1500 MW. Leikkauksen sijainti on esitetty kappaleessa 4 kuvassa 4.3. Tuonti Venäjältä oli yhteensä 444 MW ja Ruotsista DC-linkin kautta 300 MW. Vienti Estlinkin kautta Viroon oli 401 MW.



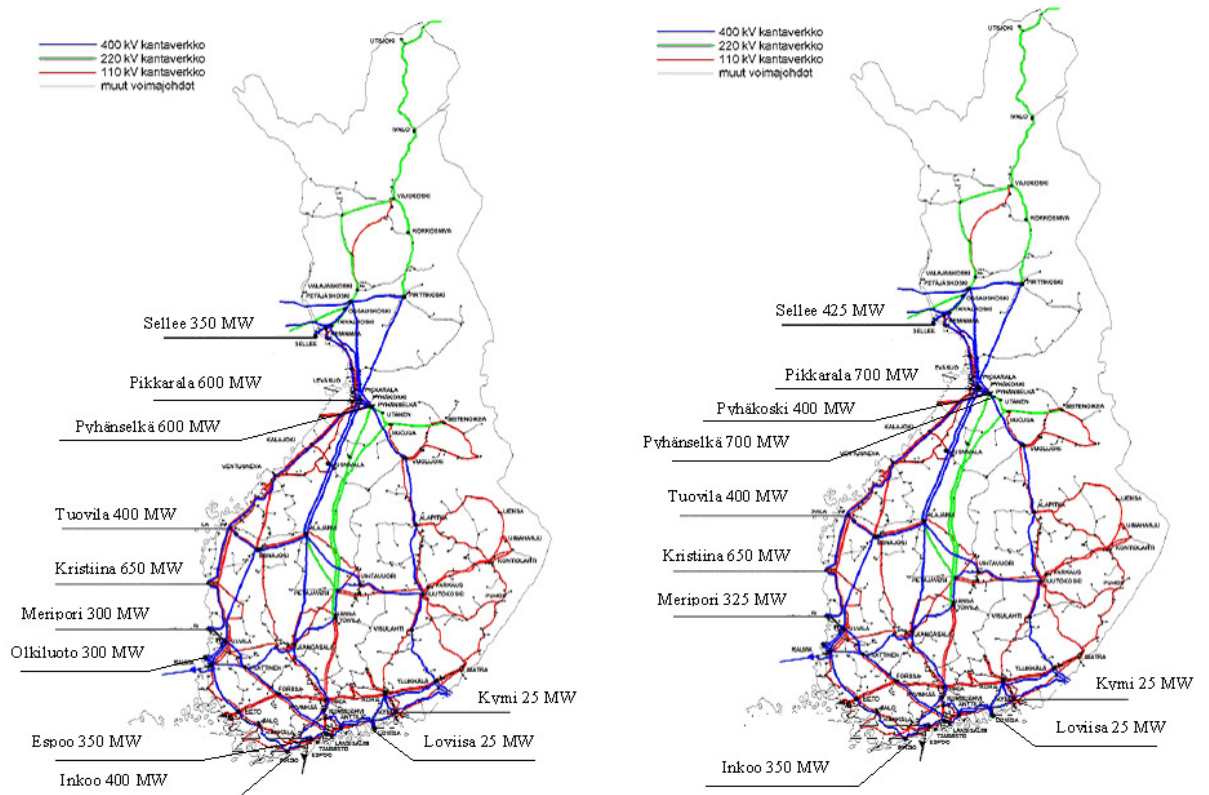
## 7.3 Tuulivoimakapasiteetti 4000 MW

### 7.3.1 Verkkosimulointimalli ja tehonjakotilanteet yleisesti

Tuulivoimatuotannon tarkasteluun 4000 MW:n skenaariossa oli käytetty kahta kantaverkkosimulointimallia. Ensimmäisessä tapauksessa oli lisätty 4000 MW tuulivoimaa edellä esitettyyn 2000 MW:n kantaverkkosimulointimalliin ja toisessa oli käytetty Lamposen tuulivoimaltaan 7320 MW:n kantaverkkosimulointimallia. Lamponen oli lisännyt uusia 400 kV:n johtoja 7320 MW:n verkkoon verrattuna 2000 MW:n verkkoon. Johdot olivat väleillä Tuovila–Ventusneva–Pyhänselkä sekä Keminmaa–Raasakka–Pyhänselkä. Kutsutaan ensimmäistä verkkoa Verkko A:ksi ja jälkimmäistä vahvistetumpaa verkkoa, Verkko B:ksi.

Tuulivoimapuistojen kantaverkkoon sijoittelussa käytettiin kahta eri skenaariota. Ensimmäisessä skenaariossa tuulivoimaa oli sijoiteltu melko tasaisesti Suomen länsi- ja etelärannikolle ja toisessa oli tuulivoimatuotantoa siirretty noin 700 MW:a etelästä enemmän Perämeren suuntaan. Tuulipuistojen liityntäpisteet kantaverkkoon on esitetty kuvassa 7.4.

Tässä diplomityössä tarkastellaan 4000 MW:a asennettua tuulivoimaa, joten osa Lamposen työssään käyttämistä tuulipuistoista jätetty pois. Tuulipuistot liitettiin 400 kV:n asemille, paitsi Kymi ja Loviisa oli sijoitettu 110 kV:n asemille.



Kuva 7.4 Tuulipuistojen liityntäkohdat kantaverkkoon kahdella tuulivoimakapasiteetin sijoitteluskenaariolla 4000 MW:n skenaariossa. Tuulivoiman tasaisempi sijoittelu on vasemmalla ja Perämeri-tilanne oikealla.

Tuulivoimatuotantoa talvitilanteessa oli 2430 MW ja syksytilanteessa 1970 MW. Tuulivoimatehoa laskettiin 15 %, 30 % sekä lisäksi Perämeri-skenaariossa myös 50 %. Tasaisemmassa sijoittelussa tuulivoimalojen oletetaan olevan tarpeeksi laajalle levittäytyneinä, jotta näin isoa laskua ei tapahdu 15 minuutin sisällä. Taulukossa 7.2 on esitetty tuulivoimatehon pienennys nimellistehosta.

Taulukko 7.2 Tuulivoimatehon pienennyt laskettuna hetkellistehosta sekä nimellistehosta

<b>TALVITILANNE</b>			
Hetkellistehosta	15 %	30 %	50 %
Nimellisestä tehosta	9.10 %	18.22 %	30.36 %
<b>SYKSYTILANNE</b>			
Hetkellistehosta	15 %	30 %	50 %
Nimellisestä tehosta	7.40 %	14.80 %	24.66 %

### 7.3.2 Tuotanto talvitilanteessa

Tuulivoimatuotantoa talvitilanteessa oli 2430 MW. Kaikki ydinvoimalat olivat toiminnassa, joten niiden tuotanto oli 4370 MW. Teollisuuden vastapainetuotanto 1750 MW, vastapaine-  
kaukolämpö 1500 MW ja vesivoimaa oli 1390 MW. Tuonti Venäjältä oli 645 MW ja  
tasasähköyhteyttä pitkin Ruotsista 300 MW ja Virosta 319 MW. Tässä  
tuulivoimatilanteessa oli 4 erilaista skenaariota, 2 eri kantaverkkoa eli 2000 MW  
kantaverkko ja tästä edellä esitetty vahvistettu kantaverkkosimulointimalli ("Verkko A" ja  
"Verkko B"). Kumpaankin näistä on sijoitettu tuulivoimatuotantoa kuvan 7.4 mukaisesti.

Taulukossa 7.3 on esitetty millainen siirtotilanne muodostuu RAC-yhdysjohdoille eri  
kantaverkkosimulointimalleissa (Verkko A, Verkko B) ja kuvan 7.4  
tuulivoimakapasiteettisijoittelulla. Koska Verkko B sisältää verkkovahvistuksia Perämeren  
pohjukassa, oli kahdella 400 kV:n RAC-yhdysjohdoilla (Petäjäskoski–Letsi ja Keminmaa–  
Svartbyn) hieman tasaisempi tehonjako keskenään kuin heikommassa Verkko A:n  
kantaverkossa. Samoin tällöin myös siirto 220 kV:n johtoja pitkin Suomesta Ruotsiin oli  
pienempi vahvemmassa verkossa. Siirto RAC-yhdysjohdoilla oli asetettu pieneksi, koska  
markkinamallien perusteella samanaikainen korkea tuulivoimatuotanto ja korkea siirto  
Ruotsista Suomeen olivat epätodennäköisiä talvella, jolloin verkossa oli paljon  
kaukolämpö-vastapainetuotantoa ja teollisuuden-vastapainetuotantoa.

Taulukko 7.3 Siirtotilanne eri kantaverkkovahvistuksilla ja tuulivoimakapasiteetin sijoitteluskenaarioissa

Skenaario	400 kV:n RAC tuonti	220 kV:n RAC tuonti	P1 siirto etelään
Verkko A, tasainen tuulivoima	310 MW	-105 MW	809 MW
Verkko A, tuulivoima perämerelle keskittyen	316 MW	-107 MW	1160 MW
Verkko B, tasainen tuulivoima	220 MW	-17 MW	819 MW
Verkko B, tuulivoima perämerelle keskittyen	226 MW	-17 MW	1180 MW

### 7.3.3 Tuotanto syksytilanteessa

Tuulivoimatuotantoa syksytilanteessa oli 1970 MW, ja kokonaiskuorma oli 9400 MW. Ydinvoimatuotantoa oli 3760 MW, vastapaine-teollisuus 1000 MW, vastapaine-kaukolämpöä 330 MW ja vesivoimaa oli 1050 MW. Tuonti Venäjältä oli 403 MW ja Ruotsista tasasähköyhteyttä pitkin 150 MW. Vienti Viroon oli 500 MW. Taulukossa 7.4 näkyvä 400 kV:n RAC-yhdysjohtojen kokonaistehojen ero johtui 220 kV:n linjojen pienemmästä siirrosta Ruotsiin Verkko B:n tapauksessa. Taulukossa 7.4 on esitetty millainen siirtotilanne muodostuu RAC-yhdysjohdoille eri kantaverkkomalleissa ja kuvan 7.4 tuulivoimakapasiteetti sijoittelulla.

Taulukko 7.4 Siirtotilanne eri kantaverkkovahvistuksilla ja tuulivoimakapasiteetin sijoitteluskenaarioissa

Skenaario	400 kV:n RAC tuonti	220 kV:n RAC tuonti	P1 siirto etelään
Verkko A, tasainen tuulivoima	1320 MW	-94 MW	1550 MW
Verkko A, tuulivoima perämerelle keskittyen	1340 MW	-93 MW	1850 MW
Verkko B, tasainen tuulivoima	1230 MW	-8 MW	1580 MW
Verkko B, tuulivoima perämerelle keskittyen	1250 MW	-7 MW	1880 MW

## 7.4 Kontingenssilaskenta

Kontingenssilaskenta suoritettiin PSS/E-ohjelmasta löytyvän ACCC-laskentatyökalun avulla. Ohjelma laskee suunnittelemattoman vian jälkeisen tehonjaon halutuille vioille. Työkalu tarvitsee lähtötiedoiksi aputiedoston, joissa määritellään tutkittava alue, seurattavat jännitetasot ja johdot sekä verkkoon tehtävät viat. Tuloksena saadaan tiedosto, josta voi tarkastella haluttuja jännite- ja kuormitustietoja.

Alkutilanteessa verkko muokataan halutuksi, niin että se vastaa tilannetta ennen vikaa. Laskentaa varten luodaan kolme tiedostoa. Niistä ensimmäinen on *subsystem*-tiedosto, joka määrittelee mitä osaa verkosta tarkastellaan eli tässä tilanteessa Suomen verkkoa. Seuraavaksi luodaan *monitor*-tiedosto, jossa on tiedot sallituista jänniterajoista ja jännitemuutoksesta solmussa. Vian jälkeisenä jänniterajana käytettiin tässä työssä 400 kV:n verkolle alarajana 0.94 pu suhteellisarvona ja ylärajana 1.05 pu. Nämä vastaavat arvoja 376 kV ja 420 kV. Tarkasteluraja-arvo 376 kV on 4 kV alempana kuin normaalin toimintatilan, kappaleessa 5 mainittu, jännitteen sallitun vaihteluvälin raja 380 kV. Tällöin simuloinneissa tuli huomioitua jännitteet, joihin on hyvä kiinnittää huomiota ajoissa. Tarkasteluraja ei tarkoita, että sen ylityksestä seuraisi väistämättä ongelmia. Vastaavasti 220 kV:n verkolle suhteellisarvoina rajat ovat 0,98 pu ja 1,1 pu.

Viimeisenä tiedostona ennen kuin päästään laskentaan luodaan *kontingenssi*-tiedosto. Siinä on määritelty verkolle suoritettavat komponenttien irrotukset eli keskeytykset. Tässä työssä tarkasteltaviin keskeytyksiin oli määritelty kaikki Suomen verkon 400 kV:n johdot, kaikki 400 kV:n sähköasemien kiskot ja Olkiluodon ydinvoimalayksiköt, Olkiluoto 3 mukaan luettuna. Olkiluoto 3:n irrotessa samanaikaisesti tapahtuva kuormien irtoaminen verkkosuojaustoimenpiteenä oli myös huomioitu.

Kaikkiaan eri vikoja (johtovika, kiskovika, generaattorin irtoaminen) oli 80 kappaletta. Näistä saadaan luotua yksi kuvaustiedosto nimeltään *DFAX*-tiedosto. Tiedosto annetaan ACCC-apuohjelmalle yhdessä tulostustiedoston kanssa. Ohjelma suorittaa kontingenssit ja laskee jokaiselle keskeytykselle tehonjaon. Ohjelmassa voi määritellä käytettävän laskentamenetelmä sekä sallia tai kieltää käämikytkimien ja kompensattorien toiminta.

---

Saatuja tuloksia voi tarkastella raportointityökalulla haluamallaan tarkkuudella ja määrityksillä.

Johtojen tarkastelurajana käytettiin tarkastelussa 104 prosenttia jatkuvan kuormitettavuuden Rate A arvolle. Voimajohdolla Rate A vastaa johdon kuormitettavuutta +30 asteen ympäristön lämpötilassa ja lähes tyynessä säässä, jossa tuulennopeus on 0,6 m/s. Syksy ja etenkin talvitilanteessa kuormitettavuutta on usein huomattavasti enemmän.

Yhteenveto laskennasta on seuraavanlainen: Ensin tehtiin tuulivoimatehon pienennys tehonjakoihin ennen kontingenssilaskentaa. Tämän jälkeen suoritettiin kontingenssi-ohjelma, joka aiheutti verkkovian eli joko generaattorin irrotuksen, johtovian tai kiskovian eli useampi johto irtosi. Ohjelma laski jokaiselle jälkitilanteelle tehonjaon ja ilmoitti tarkastelurajojen ylityksen.

## 8 Tulokset

### 8.1 Tuulivoimakapasiteetti 2000 MW

#### 8.1.1 Talvitilanne

Talvitilanteessa yhdeksän 400 kV:n aseman jännite laski alle 0,94 pu:n eli alle 376 kV:n, kun tuulivoimaa pienennettiin 30 % tai 50 % ja samaan aikaan Olkiluoto 3 irtosi. Pienennyksen ollessa 0 % tai 15 % alijännitteitä ei esiintynyt. Muissa kontingenssitilanteissa jännitteet eivät laskeneet asetettujen rajojen alle millään tuulivoimatuotannon pienemisarvolla. Taulukkoon 8.1 on koottu ne solmupisteet, joissa on alijännite. Lisäksi kuvaan 8.1 on sijoitettu kartalle 50 % tuulivoimatehon pienennyksen tilanteessa kunkin solmun sijainti, ja sen jännite. Alijännitteet etenevät Alapitkästä kohti pohjoista ja RAC -yhdysjohtoja ja samalla johtojen kuormitus lisääntyy.

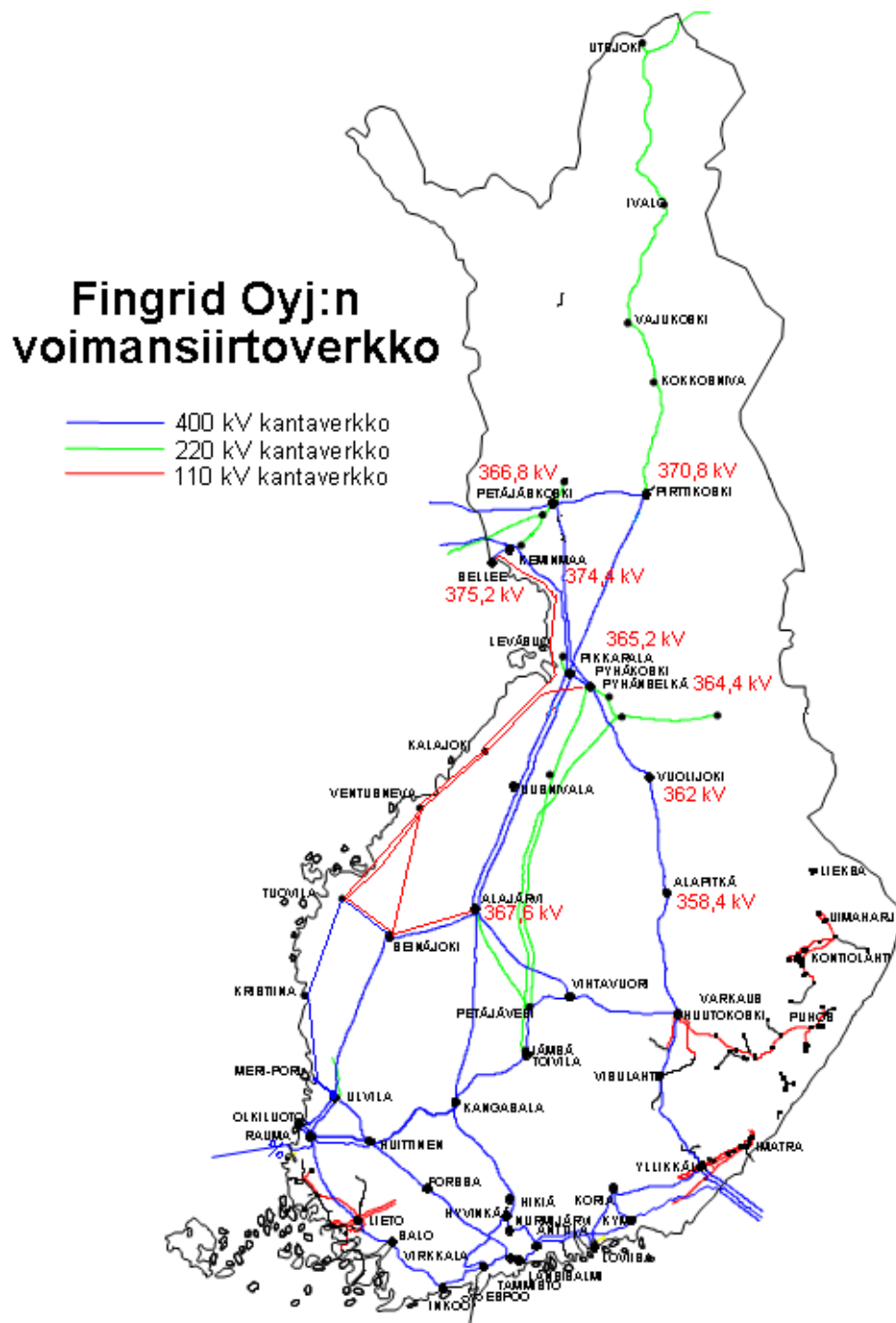
Koska alkutilanteessa RAC-siirto oli lähellä siirtorajoja, aiheutti tuulivoimatuotannon pienennys ja verkkovika suuren tehon kasvun Ruotsin ja Suomen välisille yhdysjohdoille. Tuotannon keskittyminen länsirannikolle, ja sen aiheuttama epätasainen tehonjako Ruotsi–Suomi yhdysjohdoilla lisää Petäjäskoski–Letsi -johdon kuormitusta. Taulukoista 8.2 ja 8.3 huomataan, miten 400 kV:n johdot kuormittuvat taulukon 8.1 tilanteissa, joissa jännitteet ovat laskeneet. Olkiluoto 3 tuotantoyksikön irtoaminen on ainoa vika, joka aiheuttaa alijännitteitä 2000 MW:n skenaarion simuloinneissa. Tarkastelurajan ylitykset keskittyvät RAC-yhdysjohdoille ja sieltä etelän suuntaan lähteille johdoille. Tämä on selvää, koska korvaava teho järjestelmään tulee Ruotsin puolelta. Tästä syystä myös tarkastelurajan ylitykset keskittyvät johdoille, jotka siirtävät tehoa Ruotsista Suomeen ja pohjoisesta etelään. Erityisesti itäisin P1-siirtojohto Huutokosken suuntaan kuormittuu, koska tuotanto on keskittynyt länsirannikolle. Taulukoissa 8.2 ja 8.3 kuormitus-sarakkeessa lukeva ”Yli alussa” tarkoittaa, että johto oli yli tarkastelurajan jo tuulivoimatehon pienennyksen jälkeen ennen verkkovikaa, koska korvaava teho tuli Ruotsin puolelta ja siirtotilanne yhdysjohdoilla oli epätasainen. Tämä johtui siitä, että verkkosimulointimallia ei suunniteltu

järjestelmällisesti näille tuulivoimaskenaarioille vaan kantaverkkoon oli tehty vain ne vahvistukset, joiden oletettiin olevan vähintäänkin tarpeellisia kyseisissä skenaarioissa.

Taulukko 8.1 Talvitilanteessa alijännitteiset solmut, kun tuulivoima pienenee ja samalla Olkiluoto 3 irttoa

Tuulivoiman pienennys	30 %		50 %	
	SOLMU	Alijännite kV	SOLMU	Alijännite kV
	Vuolijoki	373,9	Petäjäskoski	366,8
	Alapitkä	370,2	Pikkarala	365,2
			Keminmaa	374,4
			Pirttikoski	370,8
			Alajärvi	367,6
			Pyhävselkä	364,4
			Sellee	375,2
			Vuolijoki	362
			Alapitkä	358,4





Kuva 8.1 Alijännitteet tuulivoimatehon 50 %:n pienennys ja samanaikaisella Olkiluoto 3 irtoamisen aikana, kun yhdysjohdot olivat lähtötilanteessa suurella tuonnilla.

Taulukko 8.2 Talvitilanteessa tarkastelurajan ylittävät 400 kV:n johdot Olkiluoto 3 irrotessa ja tuulivoiman laskiessa 30 %. Tarkasteluraja oli 104 %

Tuulivoimatehoa pienennetty 30 % + N-1 -kontingenssit		
Kuormitus %	Kuormittunut johto	N-1-vika
Yli alussa	Petäjäskoski-Letsi	Olkiluoto 3
132.4	Pyhänselkä-Vuolijoki	Olkiluoto 3
127.4	Pikkarala-Keminmaa	Olkiluoto 3
106.1	Keminmaa-Svartbyn	Olkiluoto 3
110.8	Petäjäskoski-Pyhänselkä	Olkiluoto 3
109	Vuolijoki-Alapitkä	Olkiluoto 3

Taulukko 8.3 Talvitilanteessa tarkastelurajan ylittävät 400 kV:n johdot Olkiluoto 3 irrotessa ja tuulivoiman laskiessa 50 %. Tarkasteluraja oli 104 %

Tuulivoimatehoa pienennetty 50 % + N-1 -kontingenssit		
Kuormitus %	Kuormittunut johto	N-1-vika
Yli alussa	Petäjäskoski-Letsi	Olkiluoto 3
141	Pyhänselkä-Vuolijoki	Olkiluoto 3
144	Pikkarala-Keminmaa	Olkiluoto 3
126	Keminmaa-Svartbyn	Olkiluoto 3
122.5	Petäjäskoski-Pyhänselkä	Olkiluoto 3
116	Vuolijoki-Alapitkä	Olkiluoto 3
112	Pikkarala-Alajärvi(itä ja länsi johto)	Olkiluoto 3

### 8.1.2 Syksytilanne

Syksytilanteessa alijännitteitä esiintyi vain tuulivoimatehon pienentyessä 50 %. Alijännitteitä on kahdessa paikassa. Nämä on esitetty taulukossa 8.4. Ensimmäinen esiintyy Alajärvellä 375,96 kV, eli juuri alle tässä työssä käytetyn alijänniterajan 376 kV. Toinen alijännite sijaitsee Alapitkässä 373,36 kV. Aikaisemman kappaleen taulukkoa 7.1 katsomalla huomataan, että jälkimmäisessä tapauksessa eli syksytilanteessa tuulivoiman pienennys nimellistehoon verrattuna on merkittävästi pienempi, jolloin tehonsiirto RAC-yhdysjohdoilla jää pienemmäksi verrattuna talvitilanteeseen. Taulukossa 8.5 on esitetty tarkastelurajan ylittävät johdot. Tulokset olivat tosin herkkiä Kaakkois-Suomen tuotannolle. Alijännite poistui kasvattamalla tuotantotilannetta Kaakkois-Suomessa ja pienentämällä tuotantoa Länsi-Suomesta

Taulukko 8.4 Syksytilanteessa alijännitteiset solmut, kun tuulivoima laskee ja Olkiluoto 3 irttoa

Tuulivoimatehoa laskettu 50%		
SOLMU	Jännite kV	N-1-vika
Alajärvi	375.96	Olkiluoto 3
Alapitkä	373.36	Olkiluoto 3

Taulukko 8.5 Syksytilanteessa tarkastelurajan ylittävät 400 kV:n johdot Olkiluoto 3 irrotessa ja tuulivoiman laskiessa 50 % hetkellisestä tehosta. Tarkasteluraja oli 104 %

Tuulivoimatehoa pienennetty 50 % + N-1 -kontingenssit		
Kuormitus %	Kuormittunut johto	N-1-vika
Yli alussa	Petäjäskoski-Letsi	Olkiluoto 3
116.2	Pyhänselkä-Vuolijoki	Olkiluoto 3
117.7	Pikkarala-Keminmaa	Olkiluoto 3
104.3	Petäjäskoski-Pyhänselkä	Olkiluoto 3

Liitteissä taulukoissa 1 ja 2 on esitetty kaikki simuloinneissa esiintyneet tarkastelurajojen ylitykset 400 kV:n johdoilla. Myös ne tilanteet joissa esiintyi tarkastelurajan ylityksiä mutta ei alijännitteitä

## 8.2 Tuulivoimakapasiteetti 4000 MW

### 8.2.1 Talvitalanne

Talvitalanteessa ei löytynyt alijännitteitä. Tämä johtui siitä, että markkinamallien mukaan korkean tuulivoiman aikaan siirto Ruotsista Suomeen on pientä. Tämän perusteella siirto yhdysjohdoille oli asetettu noin 200 MW:iin. Liitteistä taulukoista 3 ja 4 löytyy tiedot tarkastelurajan ylityksistä, ja mikä verkkovika on aiheuttanut kuormituksen johdolle. Tuloksista voidaan päätellä, että alhaisen siirron aikana jännitestabiilius tai ylikuormitus ei muodostu ongelmaksi järjestelmälle.

### 8.2.2 Syksytilanne

Syksytilanteessa alijännitteitä esiintyy vain tuulivoimatuotannon Perämeri-skenaariolla Verkko A:lla kahdessa verkkovikatilanteessa, kun tuulivoimatehoa oli pienennetty 50 %. Kun Petäjäskoskella on kiskovika, viereinen yhdysjohto kuormittuu, jolloin Keminmaan ja Selleen jännite laskee taulukon 8.6 mukaisesti. Kun taas Olkiluoto 3 irtoaa, laskee jännite Alapitkässä, koska yhdysjohdot Ruotsista Suomeen ja P1-siirtojohdot pohjoisesta etelään kuormittuvat. Taulukossa 8.7 ja 8.8 on esitetty tarkastelurajan ylittävät johdot, kun Petäjäskoskella on kiskovika tai Olkiluoto 3 irtoaa. Alapitkän alijännite saadaan poistumaan kasvattamalla tuotantotilannetta Kaakkois-Suomessa ja pienentämällä Länsi-Suomessa.

Taulukko 8.6 Syksytilanteessa alijännitteiset solmut 50 prosentin tuulivoimatehon pienennyksellä Verkko A:n Perämeri skenaariolla, ja samanaikaisella N-1 -vialla

<b>Verkko A</b>		
<b>Solmu</b>	<b>Alijännite kV</b>	<b>Aiheutti (N-1-vika)</b>
Keminmaa	370.4	Petäjäskosken kiskovika
Sellee	371.2	Petäjäskosken kiskovika
Alapitkä	375.2	Olkiluoto 3

Taulukko 8.7 Syksytilanteessa (Verkko A:n Perämeri skenaariolla) tarkastelurajan ylittävät 400 kV:n johdot Petäjäskosken kiskovian aikana ja tuulivoimatehon pienentyessä 50 %. Tarkasteluraja oli 104 %

<b>Kuormitus %</b>	<b>Kuormittunut johto</b>	<b>N-1-vika</b>
159.9	Pikkarala–Keminmaa	Petäjäskoski kiskovika
231.2	Keminmaa–Svartbyn	Petäjäskoski kiskovika

Taulukko 8.8 Syksytilanteessa (Verkko A:n Perämeri skenaariolla) tarkastelurajan ylittävät 400 kV:n johdot Olkiluoto 3 irrotessa ja tuulivoimatehon pienentyessä 50 %. Tarkasteluraja oli 104 %

Kuormitus %	Kuormittunut johto	N-1-vika
Yli alussa	Petäjäskoski–Letsi	Olkiluoto 3
129.1	Pyhänselkä–Vuolijoki	Olkiluoto 3
121.7	Pikkarala–Keminmaa	Olkiluoto 3
123.6	Keminmaa–Svartbyn	Olkiluoto 3
109	Vuolijoki–Alapitkä	Olkiluoto 3
112.4	Pikkarala–Alajärvi(itäinen johto)	Olkiluoto 3
112.4	Pikkarala–Alajärvi(läntinen johto)	Olkiluoto 3

Liitteiden taulukoissa 3–6 on esitetty myös muut tarkastelurajan ylitykset eri verkkovikojen aikana.

## 9 Johtopäätökset

Näiden simulointien mukaan jännitestabiiliudessa ei ole ongelmia, mikäli pidettäisiin mahdollisena enintään 15 % tuulivoimatehon nopeaa muutosta nimellisestä tehosta. Taulukoista 7.1 ja 7.2 löytyy arvot, siitä paljonko tuulivoimatehon hetkellisarvosta suoritettu pienennys oli nimellistehoina. Jos muutos olisi 30 % nimellisestä tehosta, voisi tämän työn oletuksilla alijännitettä esiintyä Alapitkässä 2000 MW:n syksy- ja talvitilanteessa tai 4000MW:n tuulivoimakapasiteetilla (Verkko A, Perämeri-skenaario) syksytilanteessa. Tällöinkin tilanne riippuisi Kaakkois-Suomen tuotantotilanteesta. Yhdeksän aseman alijännite 2000 MW:n talvitilanteessa edellyttäisi 42 % tuulivoimatehon pienennyksen asennetusta tehosta ja Olkiluoto 3 irtoamisen. Näin suuri tuulivoimatuotannon pienennys ei ole realistinen hajautetulla tuulivoimakapasiteetilla.

Siirtoyhteyksiä vahvistaminen idässä tai varavoiman sijoittaminen Itä-Suomeen voisivat olla ratkaisuja tämän simuloinnin alijännitteille. Pitää myös huomioda, että näissä simuloinneissa ei ole ollenkaan huomioitu häiriöreservien käyttöä, mikä helpottaisi vian jälkeisiä siirtotilanteita.

Talvitilanteessa 4000 MW:n skenaariolla siirtojen RAC-yhdysjohdoilla ollessa pieniä, ei esiinny myöskään ongelmia, joten ennustettaessa suurta tuulivoimatuotantoa seuraavalle päivälle voisi kappaleessa 4.2 esiteltyä TRM (Transmission Reliability Margin) kasvattaa. Tämä tosin haittaisi markkinoiden toimintaa pienentämällä markkinoille tarjotun kapasiteetin määrää.

Ruotsin ja Suomen välisten 400 kV:n vaihtosähköjohtojen epätasainen tehonjako, jonka syy on tuotannon sijoittuminen lähemmäksi Svarbyn–Keminmaa -johtoa, näkyy siinä, että 2000 MW:n kantaverkolla (Verkko A) ylemmän Petäjäskoski–Letsi yhdysjohto joutuu helpommin suuren kuormituksen alaiseksi tuontitilanteissa. Sama näkyy myös vahvistetummassa verkossa (Verkko B), mutta ei aivan yhtä paljon. Pohjoiseen on suunnitteilla kolmas vaihtosähköyhdysjohto, joten tämä ongelman tulee helpottumaan.

Tuloksista jännitteen alenemat ovat tärkeämpiä kuin ylikuormat, koska johdot kestävät hetkellisesti isojaakin ylikuormituksia. Merkittävä alijännite voi sitä vastoin aiheuttaa nopeasti järjestelmän romahtamisen, mikäli ollaan teho-jännite -käyrän päässä, joten siihen on reagoitava nopeasti.

Suomen kantaverkossa tapahtuu kiskovikoja Fingridiltä saadusta aineistosta laskettuna keskimäärin noin 0,2 kertaa vuodessa ja johtovikoja 12,5 kertaa vuodessa. Olkiluoto 3 irtoamisen todennäköisyydestä ei voi vielä sanoa mitään. Kun tähän lisätään tieto, että samanaikainen korkea tuulivoimatehotilanne ja suuri siirto RAC-yhdysjohtojen kautta ovat harvinaisia markkinamallien perusteella, tarkastellut tilanteet edustavat hyvin harvinaisia tehonjako- ja tuotantotilanteita.

Siirtotilanteen muodostuessa joissain tilanteissa, kuten näissä simuloinneissa, lännestä idän suuntaa, tulee yksittäisten johtojen seuraaminen entistä tärkeämmäksi pohjoisesta etelään siirron (P1 -leikkaus) lisäksi.

Tarkastelussa 2000 MW:n ja 4000 MW:n tuulivoimakapasiteeteilla ei ollut kovin suurta eroa keskenään. Tämä johtui siitä, että 4000 MW:n skenaarion tilanteissa suuri tuulivoimatuotanto asennettuun kapasiteettiin verrattuna ja suuri RAC- siirto olivat vielä harvinaisempia kuin 2000 MW:n skenaarion tilanteissa. Lisäksi simuloinnissa tuulivoimaa vähennettiin jokaiselta puistolta yhtä paljon, mikä ei ole oikeasti todennäköistä. Todennäköisempää on, että tehon lasku keskittyy jollekin alueelle. Tasainen tehonlasku jokaiselta puistolta aiheutti sen, että 4000 MW:n tuotantokapasiteetillä tehon lasku jakautui tasaisemmin ympäri maata. Perämeri-skenario kuvasi tilannetta, jossa tuulivoimanteho laskee alueellisesti enemmän Perämerellä.

Koska 4000 MW:n skenaarion tilanteiden ainoa alijännite esiintyi kuitenkin tuulivoiman Perämeri-sijoittelu skenaariossa. Loogisena johtopäätöksenä voisi sanoa, että tuulivoimatuotannon sijoittuminen Etelä-Suomeen ja Kymin seudulle helpotti tehonjakoa tässä simuloinnissa Kaakkois-Suomen osalta.

Lähtötietoihin tuli ennuste-epävarmuutta siitä, että tulevaisuutta on pakko ennustaa jollain tavalla. Samlast- ja Wilmar- markkinamallit olettavat, että markkinoilla vallitsee täydelliset

markkinat. Myöskään Suomen ja Ruotsin kantaverkkoyhtiöiden yhteisesti suorittamaa häviöiden optimointia Fenno-Skan- tasasähköyhteyden kautta ei huomioida. Lisäksi vaikka tuotantomuodot saataisiinkin simulointeihin melko oikein, yksittäisten voimalaitosten tuotantoja on vaikea ennustaa tulevaisuuteen, mikä tuo lisäepävarmuutta lähtöarvoihin.

Näiden simulointien perusteella tuulivoimatuotannon pieneneminen ja samanaikainen N-1-vika ei näytä olevan asia, josta seuraisi suurta riskiä käyttövarmuudelle. Tämä perustuu siihen, että luvussa 2 esitetyt suurimman arviot tuulivoimatehon nopeasta muutoksesta eivät ylitä 25 % kokonaiskapasiteetista. Tämän arvon lähellä esiintyi alijännite Kaakkois-Suomessa, mutta kantaverkkoa ei ole simuloinneissa mallinnettu kuin muutamiksi vuosiksi eteenpäin. Tuulivoimatilanne sitä vastoin kuvastaa vuodelle 2020 asetettua tavoitetasoa, joka on 2000 MW.

Lisää erilaisia kulutus- ja tuotantotilanteita, yhdessä tuulivoiman kanssa, täytyisi simuloida, jotta tarkempia johtopäätöksiä voisi esittää.



## Lähdeluettelo

- Di Santo M. Vaccaro A. Villacci D. Zimeo E. 2000. A Distributed architecture for online power systems security analysis. IEEE Trans. Industrial. Electronics. Vol. 51. No. 6. Dec. 1238–1248 s. ISSN: 0278-0046
- Energiategollisuus 2008. Maailman tuulivoima kasvussa, <http://www.energia.fi/fi/ajankohtaista/energiauutisia/arkisto/maailman%20tuulivoima%20kasvussa.html>. Lähteessä on referoitu Internationale Wirtschaftsforum Regenerative Energien IWR:n selvitystä, ja jossa on lähteenä käytetty <http://www.iwr.de/news.php?id=12388>. [viitattu 1.9.2008]
- EWEA 2007. Wind Map 2007. Saatavissa: [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/maaling/windmap-08g.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/maaling/windmap-08g.pdf). [viitattu 26.1.2009]
- Fingrid, VTT. 2008. Fingridin ja VTT:n lausunto: 2000 ja 4000 MW tuulivoiman liittäminen Suomen sähköjärjestelmään. Saatavissa: [http://www.tem.fi/files/20191/2000\\_ja\\_4000\\_MW\\_tuulivoiman\\_liittaminen\\_Suomen\\_sahkojarjestelmaan\\_Fingrid\\_ja\\_VTT\\_syyskuu\\_2008.pdf](http://www.tem.fi/files/20191/2000_ja_4000_MW_tuulivoiman_liittaminen_Suomen_sahkojarjestelmaan_Fingrid_ja_VTT_syyskuu_2008.pdf). [viitattu 2.11.2008]
- Fingrid 2008a. Lehdistötiedote 9.9.2008. Fingrid varautuu liittämään 2000 MW tuulivoimaa Suomen kantaverkkoon. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/uutiset/lehdistotiedotteet/?id=1114>. [viitattu 2.11.2008]
- Fingrid 2008b. Siirtokapasiteetti ja siirtojen hallinta. Saatavissa: [http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/sahkomarkkinat/rajakapasiteetit\\_ja\\_siirrot/siirtojen\\_hallinta/](http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/sahkomarkkinat/rajakapasiteetit_ja_siirrot/siirtojen_hallinta/) [viitattu 14.11.2008]
- Fingrid 2008c. Suomen sähköjärjestelmä Saatavissa: [http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/yritysinfo/suomen\\_sahkojarjestelma/](http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/yritysinfo/suomen_sahkojarjestelma/). [viitattu 14.11.2008]
- Fingrid 2008d. Taajuuden ylläpito. Saatavissa: [http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/palvelut/jarjestelmapalvelut/taajuuden\\_yllapito/](http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/palvelut/jarjestelmapalvelut/taajuuden_yllapito/). [viitattu 30.12.2008]

- 
- Fingrid 2009. Jännitteen ylläpito. Saatavissa:  
[http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/palvelut/jarjestelmapalvelut/jannitteen\\_yllapito/](http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/palvelut/jarjestelmapalvelut/jannitteen_yllapito/). [viitattu 12.1.2009]
  - GWEC 2008. Uutinen GWEC:n sivulla: IEA issues climate change 'wake up call', touts wind as major solution.  
[http://www.gwec.net/index.php?id=30&no\\_cache=1&tx\\_ttnews\[tt\\_news\]=170&tx\\_ttnews\[backPid\]=4&cHash=799053db1a](http://www.gwec.net/index.php?id=30&no_cache=1&tx_ttnews[tt_news]=170&tx_ttnews[backPid]=4&cHash=799053db1a). [viitattu 12.12.2008]
  - Holmgren M. 2008. Diplomityö. Tuulivoiman tarvitsemat säätöresurssit ja niiden tekniset toteuttamismahdollisuudet Suomessa. TKK. Sähkötekniikan laitos. Espoo. 78 s.
  - IEEE/CIGRE Joint Task Force. 2004. IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, Definition and Classification of Power System Stability. julkaisussa IEEE Transaction on Power Systems Vol. 19 No.2. May
  - Jia Z. Jeyasurya B. 2000. Contingency Ranking for On-Line Voltage Stability Assessment. IEEE Transactions on Power Systems Vol 15. No 3. August. 1093–1097 s. ISSN: 0885-8950
  - Julian D.E. Schulz R.P. Vu K.T. Quaintance W.H. Bhatt N.B. Novosel D. 2000. Quantifying Proximity To Voltage Collapse Using The Voltage Instability Predictor (VIP). Power Engineering Society Summer Meeting. IEEE. Vol 2. 931-936 s. Seattle. USA. Meeting Date: 07/16/2000 - 07/20/2000. ISBN: 0-7803-6420-1
  - Kontkanen T. 2006. Diplomityö. Suuren tuulivoimatuotannon dynaamisia vaikutuksia sähköverkkoon. TKK. Sähkötekniikan laitos. Espoo. 78 s. Saatavissa: <http://lib.tkk.fi/Dipl/2006/urn007585.pdf>
  - Kundur P. 1994. Power system stability and control. New York : McGraw-Hill, painettu R.R Donnelley & Sons Company. 1176 s. ISBN 0-07-035958-X
  - Lamponen J. 2007. Diplomityö. Tuulivoiman erityispiirteitä kantaverkkoliittynän ja verkon dynamiikan kannalta. TKK. Sähkötekniikan laitos. Espoo. 72 s. Saatavissa: <http://lib.tkk.fi/Dipl/2008/urn010308.pdf>

- 
- Leskelä J. 2008. Sähkön tuotantokapasiteetti Suomessa –tarkasteluja vuoteen 2030. Energiateollisuus. Saatavissa:  
<http://www.energia.fi/content/root%20content/energiateollisuus/fi/julkaisut%20ja%20tutkimukset/liitteet/s%c3%a4hk%c3%b6ntuotantoskenaariot%20lehdist%c3%b6tilaisuus%20jl%20kalvot.pdf?SectionUri=%2ffi%2fjulkaisut> [viitattu 10.10.2008]
  - Nordel Fault statistics 2006. Saatavissa:  
<http://www.nordel.org/content/Default.asp?PageID=214>. 6-7 s. [viitattu 13.11.2008]
  - Matilainen J. 2008. Fingrid varautuu Vaihteleviin tuuliin. Fingrid Oyj:n yrityslehti 3/2008. 4s. Paino: Libris Oy. Helsinki. ISSN 1455-7517. [viitattu 15.1.2009]  
Saatavissa:  
[http://www.fingrid.fi/attachments/fi/media/julkaisut/digipaper\\_03\\_08\\_fi/](http://www.fingrid.fi/attachments/fi/media/julkaisut/digipaper_03_08_fi/)
  - Morante Q. Ranaldo N. Vaccaro A. 2006. Pervasive Grid for Large-scale Power Systems Contingency Analysis. IEEE Transactions in Industrial Informatics. Vol 2. No 3. August. 165-175 s. ISSN: 1551-3203
  - Mörsky J. Mörsky J. 1994 Voimalaitosten yhteiskäytön tekniikka. Otatieto OY 1994. Hakapaino OY. Helsinki. ISBN 951-672-184-2
  - Nordic Grid Code. 2007. <http://www.nordel.org>
  - Poshtan M. Rastgoufard P. Singh B. 2004. Contingency Ranking for Voltage Stability Analysis of Large-Scale Power System. In IEEE Power Systems Conference and Exposition. Vol. 3. IEEE PES. August. 1506- 1513 s. ISBN: 0-7803-8718-X
  - Reilander A. 2001. Diplomityö. Tasa- ja vaihtosähköyhteyden vertailu kantaverkon siirtokyvyn lisäämiseksi. Tampereen Teknillinen korkeakoulu.
  - Repo S. 2000. Sähkönsiirtoverkon jännitestabiilisuusmarginaalin approksimointi, raportti 2. Tampereen teknillinen korkeakoulu. 64 s. Raportti/  
Sähkövoimatekniikka/ Sähköverkkotekniikka. ISBN 952-15-0435-8. Saatavissa:  
<http://butler.cc.tut.fi/~repo/Julkaisut/raportti2.pdf>
  - Tammi P. Koskinen M. 1991. Dependability Studies in Electric Power Systems. Teoksessa Reliability and Safety of Processes and Manufacturing Systems. Toim.

---

Malmén Y. Rouhilainen V. Related Titles Elsevier Applied Science. 311-322 s.  
ISBN 1851667105

- Taylor C. W. 2000. The future in on-line security assessment and wide area stability control. In Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting. Singapore. Meeting Date: 01/23/2000 - 01/27/2000. ISBN: 0-7803-5935-6 pp.78-83,
- Työ- ja Elinkeinoministeriö 2008a. Tiedote: Hallitus tähtää energian kulutuksen vähentämiseen ja uusiutuvien energialähteiden osuuden voimakkaaseen kasvuun. [http://www.tem.fi/?89519\\_m=93162&s=2471](http://www.tem.fi/?89519_m=93162&s=2471). [viitattu 16.12.2008]
- Työ- ja Elinkeinoministeriö. 2008b. Tiedote: Elinkeinoministeri Mauri Pekkarinen hallituksen Pitkän aikavälin ilmasto- ja energiastrategian julkistamistilaisuudessa 6.11.2008. Saatavissa: [http://www.tem.fi/?89519\\_m=93166&s=2471](http://www.tem.fi/?89519_m=93166&s=2471) [viitattu 7.11.2008]
- VTT. 2008 Suomen tuulivoima tilastot. Saatavissa: [http://www.vtt.fi/palvelut/cluster7/topic7\\_9/Tuulivoiman\\_tuotanto-\\_ja\\_vikatilastot.jsp](http://www.vtt.fi/palvelut/cluster7/topic7_9/Tuulivoiman_tuotanto-_ja_vikatilastot.jsp). [viitattu 11.1.2009]

## Liite 1: 2000 MW:n skenaarion tarkastelurajan ylittävät johdot ja ylikuormituksen aiheuttava N-1 -vika

Taulukko 1 Talvitilanteessa tarkastelurajan ylittävät johdot on lihavoitu ja ylityksen aiheuttanut N-1 -vika on ”SYY” sarakkeen alla. Kuormitus on ilmoitettu prosentteina ”RATE A” arvolla eli tiukimmalle termiselle kuormitusrajalle.

Alkutilanne + N-1 -kontingenssit

<b>Petäjäskoski-Letsi</b>		<b>Pyhänselkä-Vuolijoki</b>		<b>Pikkarala-Keminmaa</b>	
Kuormitus %	SYY	Kuormitus %	SYY	Kuormitus %	SYY
107.5	Pikkarala-Keminmaa	106.4	Olkiluoto kiskovika 2	122.4	Petäjäskoski kiskovika
130.8	Olkiluoto kiskovika 2	122.4	Alajärvi kiskovika 2	106.3	Olkiluoto 3
130.7	Olkiluoto 1	104.9	Alajärvi kiskovika2 -Kangasala		
130.7	Olkiluoto 2	106.5	Olkiluoto 1		
152.2	Olkiluoto 3	106.2	Olkiluoto 2		
130.7	Olkiluoto kiskovika 1	118.4	Olkiluoto 3		
114.9	Loviisa kiskovika 1	106.5	Olkiluoto kiskovika 1		
116.1	Loviisa kiskovika 2	107.7	Loviisa kiskovika 2		

Tuulivoimatehoa pienennetty 15 % + N-1 -kontingenssit

<b>Petäjäskoski-Letsi</b>		<b>Pyhänselkä-Vuolijoki</b>		<b>Pikkarala-Keminmaa</b>	
Kuormitus %	SYY	Kuormitus %	SYY	Kuormitus %	SYY
ALUSSA KUOR. 105 %		110.4	Olkiluoto kiskovika 2	137.4	Petäjäskoski kiskovika
		116.6	Alajärvi kiskovika 2	114.5	Olkiluoto 3
		109.1	Alajärvi kiskovika2 -Kangasala		
		109.1	Olkiluoto 1		
		109.7	Olkiluoto 2		
		122.9	Olkiluoto 3		
		109.9	Olkiluoto kiskovika 1		
		107.7	Loviisa kiskovika 2		
				<b>Keminmaa-Svartbyn</b>	
				Kuormitus %	SYY
				125.5	Petäjäskoski-Letsi
				139.3	Petäjäskoski kiskovika

Tuulivoimatehoa pienennetty 30 % + N-1 -kontingenssit

<b>Petäjäskoski-Letsi</b>		<b>Pyhänselkä-Vuolijoki</b>		<b>Pikkarala-Keminmaa</b>	
Kuormitus %	SYY	Kuormitus %	SYY	Kuormitus %	SYY
ALUSSA KUOR. 116.5 %		106.5	Alajärvi-Vihtavuori	162.8	Petäjäskoski kiskovika
		116.1	Olkiluoto kiskovika 2	127.4	Olkiluoto 3
		122.7	Alajärvi kiskovika 2		
		113.8	Alajärvi kiskovika2 -Kangasala		
		106.4	Alajärvi kiskovika1 +Kangasala		
		115.7	Olkiluoto 1		
		115.4	Olkiluoto 2		
		132.4	Olkiluoto 3		
		115.7	Olkiluoto kiskovika 1		
		112	Loviisa kiskovika 2		
		106.9	Loviisa kiskovika 1		
				<b>Keminmaa-Svartbyn</b>	
				Kuormitus %	SYY
				160.9	Petäjäskoski-Letsi
				181.2	Petäjäskoski kiskovika
				106.1	Olkiluoto 3
				<b>Petäjäskoski-Pyhänselkä</b>	
				Kuormitus %	SYY
				105	Pikkarala-Keminmaa
				110..8	Olkiluoto 3

Tuulivoimatehoa pienennetty 50 % + N-1 -kontingenssit

<b>Petäjäskoski-Letsi</b>		<b>Pyhänselkä-Vuolijoki</b>		<b>Pikkarala-Keminmaa</b>	
Kuormitus % SY		Kuormitus % SY		Kuormitus % SY	
ALUSSA KUOR. 126.7 %		110.3	Alajärvi-Vihtavuori	113.1	Petäjäskoski-Pyhänselkä
		120.9	Olkiluoto kiskovika 2	118	Petäjäskoski-Letsi
		128.7	Alajärvi kiskovika 2	114.3	Olkiluoto 1
		119	Alajärvi kiskovika2 -Kangasala	109.6	Olkiluoto 2
		113	Alajärvi kiskovika1 +Kangasala	144	Olkiluoto 3
<b>Petäjäskoski-Pyhänselkä</b>		120.5	Olkiluoto 1	109.6	Olkiluoto kiskovika 1
Kuormitus % SY		120.2	Olkiluoto 2	109.7	Olkiluoto kiskovika 2
118	Pikkarala-Keminmaa	141	Olkiluoto 3		
122.5	Olkiluoto 3	120	Olkiluoto kiskovika 1	<b>Keminmaa-Svartbyn</b>	
<b>Vuolijoki-Alapitä</b>		110.9	Loviisa kiskovika 1	Kuormitus % SY	
Kuormitus % SY		116	Loviisa kiskovika 2	190	Petäjäskoski-Letsi
107	Alajärvi kiskovika 2	106	Alajärvi-Pikkarala(länsi)	126	Olkiluoto 3
116	Olkiluoto 3	106	Alajärvi-Pikkarala(itä)		
		107.7	Alajärvi kiskovika 1	<b>Pikkarala-Alajärvi(itä ja länsi johto)</b>	
		105.4	Ylikkälä kiskovika 1	Kuormitus % SY	
				112	Olkiluoto 3

Petäjäskosken kiskovian aikana simulointi ei supennut

Taulukko 2 Syksytilanteessa tarkastelurajan ylittävät johdot on lihavoitu ja ylityksen aiheuttanut N-1 -vika on ”SYY” sarakkeen alla. Kuormitus on ilmoitettu prosentteina ”RATE A” arvolla eli tiukimmalle termiselle kuormitusrajalle.

Alkutilanne + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Kuormitus %	SYY
107.5	Pikkarala-Keminmaa
131.6	Olkiluoto kiskovika 2
131.6	Olkiluoto 1
131.5	Olkiluoto 2
154.7	Olkiluoto 3
131.6	Olkiluoto kiskovika 1
116.1	Loviisa kiskovika 1
107.9	Keminmaa-Svartbyn

**Pyhänselkä-Vuolijoki**

Kuormitus %	SYY
107.6	Olkiluoto 3

**Pikkarala-Keminmaa**

Kuormitus %	SYY
113.8	Petäjäskoski Kiskovika

**Keminmaa-Svartbyn**

Kuormitus %	SYY
112	Petäjäskoski-Letsi
121.8	Petäjäskoski kiskovika

Tuulivoimatehoa pienennetty 15 % + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Kuormitus %	SYY
113.5	Pikkarala-Keminmaa
119.3	Keminmaa-Svartbyn
137.4	Olkiluoto kiskovika 2
137.3	Olkiluoto 1
137.3	Olkiluoto 2
161.4	Olkiluoto 3
104.6	Lieto-Rauma
137.3	Olkiluoto kiskovika 1
104.7	Lieto kiskovika 1
121.5	Loviisa kiskovika 1

**Pyhänselkä-Vuolijoki**

Kuormitus %	SYY
109.9	Olkiluoto 3

**Pikkarala-Keminmaa**

Kuormitus %	SYY
123	Petäjäskoski kiskovika
106.1	Olkiluoto 3

**Keminmaa-Svartbyn**

Kuormitus %	SYY
125.8	Petäjäskoski-Letsi
135.5	Petäjäskoski kiskovika

Tuulivoimatehoa pienennetty 30 % + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Kuormitus %	SYY
ALUSSA KUOR. 107,7%	

**Pyhänselkä-Vuolijoki**

Kuormitus %	SYY
112.4	Olkiluoto 3

**Pikkarala-Keminmaa**

Kuormitus %	SYY
132.9	Petäjäskoski kiskovika
110.5	Olkiluoto 3

**Keminmaa-Svartbyn**

Kuormitus %	SYY
139.2	Petäjäskoski-Letsi
150.4	Petäjäskoski kiskovika

Tuulivoimatehoa pienennetty 50 % + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Kuormitus %	SYY
ALUSSA KUOR.	
114.70 %	

**Pyhänselkä-Vuolijoki**

Kuormitus %	SYY
106.6	Alajärvi kiskovika 2
116.2	Olkiluoto 3

**Pikkarala-Keminmaa**

Kuormitus %	SYY
147.2	Petäjäskoski kiskovika
117.7	Olkiluoto 3

**Keminmaa-Svartbyn**

Kuormitus %	SYY
171.2	Petäjäskoski kiskovika
158	Petäjäskoski-Letsi

**Petäjäskoski-Pyhänselkä**

Kuormitus %	SYY
104.3	Olkiluoto 3

## Liite 2: 4000 MW:n skenaarion tarkastelurajan ylittävät johdot ja ylikuormituksen aiheuttava N-1 -vika

Taulukko 3 Talvitilanteessa ”Verkko A:n” tarkastelurajan ylittävät johdot on lihavoitu ja ylityksen aiheuttanut N-1 -vika on ”SYY” sarakkeen alla. Kuormitus on ilmoitettu prosentteina ”RATE A” arvolle eli tiukimmalle termiselle kuormitusrajalle.

### Verkko A

Alkutilanne + N-1 -kontingenssit

#### **Petäjäskoski-Letsi**

Kuormitus % SYY

109.5 Olkiluoto 3

Tuulivoimatehoa pienennetty 15 % + N-1 -kontingenssit

#### **Petäjäskoski-Letsi**

Kuormitus % SYY

124.6 Olkiluoto 3

Tuulivoimatehoa pienennetty 30 % + N-1 -kontingenssit

#### **Petäjäskoski-Letsi**

Kuormitus % SYY

117.6 Olkiluoto kiskovika 2

117.6 Olkiluoto 1

117.6 Olkiluoto 2

139.5 Olkiluoto 3

117.6 Olkiluoto kiskovika 1

Verkko A case perämeri

Alkutilanne + N-1 -kontingenssit

#### **Petäjäskoski-Letsi**

Kuormitus % SYY

110.9 Olkiluoto 3

Tuulivoimatehoa pienennetty 15 % + N-1 -kontingenssit

#### **Petäjäskoski-Letsi**

Kuormitus % SYY

105 Olkiluoto kiskovika 2

105 Olkiluoto 1

105 Olkiluoto 2

126 Olkiluoto 3

105 Olkiluoto kiskovika 1

Tuulivoimatehoa pienennetty 30 % + N-1 -kontingenssit

#### **Petäjäskoski-Letsi**

Kuormitus % SYY

118.4 Olkiluoto kiskovika 2

118.4 Olkiluoto 1

118.4 Olkiluoto 2

140.6 Olkiluoto 3

118.4 Olkiluoto kiskovika 1

#### **Pyhänselkä-Vuolijoki**

Kuormitus % SYY

105.6 Olkiluoto 3



Tuulivoimatehoa pienennetty 50 % + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Kuormitus %	SY
105.2	Lieto-Rauma
104.2	Ulvila-Huittinen
110.3	Pikkarala-Keminmaa
118.8	Keminmaa-Svartbyn
138.3	Olkiluoto kiskovika 2
105.1	Pirttikoski kiskovika
104.5	Alajärvi kiskovika 2-kangasala
104	Alapitkä kiskovika1
104.2	Ulvila kiskovika 2
104.6	Ylikkälä kiskovika1
138.3	Olkiluoto 1
138.2	Olkiluoto 2
162.6	Olkiluoto 3
138.3	Olkiluoto kiskovika 1
105.4	Lieto kiskovika1
104	Lieto kiskovika2
104.2	Nurmijärvi kiskovika
104	Inkoo kiskovika
122	Loviisa kiskovika 1
122.6	Loviisa kiskovika 2

**Pyhänselkä-Vuolijoki**

Kuormitus	SY
112.7	Olkiluoto 3

**Keminmaa-Svartbyn**

Kuormitus	SY
123.7	Petäjäskoski-Letsi
130.3	Petäjäskoski kiskovika

Taulukko 4 Talvitilanteessa ”Verkko B:n” tarkastelurajan ylittävät johdot on lihavoitu ja ylityksen aiheuttanut N-1 -vika on ”SYY” sarakkeen alla. Kuormitus on prosentteina ”RATE A” arvolle eli tiukimmalle termiselle kuormitusrajalle.

Verkko B

Alkutilanne + N-1 -kontingenssit

EI TARKASTELURAJAN YLITYKSIÄ

Tuulivoimatehoa pienennetty 15 % + N-1 -kontingenssit

EI TARKASTELURAJAN YLITYKSIÄ

Tuulivoimatehoa pienennetty 30 % + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Kuormitus % SYY

115.4 Olkiluoto 3

Verkko B case perämeri

Alkutilanne + N-1 -kontingenssit

EI TARKASTELURAJAN YLITYKSIÄ

Tuulivoimatehoa pienennetty 15 % + N-1 -kontingenssit

EI TARKASTELURAJAN YLITYKSIÄ

Tuulivoimatehoa pienennetty 30 % + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Kuormitus % SYY

116.6 Olkiluoto 3

Tuulivoimatehoa pienennetty 50 % + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Kuormitus % SYY

110.7 Keminmaa-Svartbyn

114.4 Olkiluoto kiskovika2

114.6 Olkiluoto 1

114.4 Olkiluoto 2

136.8 Olkiluoto 3

114.6 Olkiluoto kiskovika1

**Keminmaa-Svartbyn**

Kuormitus % SYY

120.9 Petäjäskoski kiskovika

114.2 Petäjäskoski-Letsi

Taulukko 5 Syksytilanteessa ”Verkko A:n” tarkastelurajan ylittävät johdot on lihavoitu ja ylityksen aiheuttanut N-1 -vika on ”SYY” sarakkeen alla. Kuormitus on ilmoitettu prosentteina ”RATE A” arvolla eli tiukimmalle termiselle kuormitusrajalle.

## Verkko A

Alkutilanne + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Kuormitus %	SYY
129	Olkiluoto kiskovika2
128.9	Olkiluoto 1
128.9	Olkiluoto 2
151.1	Olkiluoto 3
128.9	Olkiluoto kiskovika1
115.1	Loviisa kiskovika 1

**Pyhänselkä-Vuolijoki**

Kuormitus %	SYY
106.4	Olkiluoto 3

**Keminmaa-Svartbyn**

Kuormitus %	SYY
105.6	Petäjäskoski-Letsi
111.5	Petäjäskoski kiskovika

Tuulivoimatehoa pienennetty 15 % + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Kuormitus %	SYY
ALUSSA KUOR. 107.5%	

**Pyhänselkä-Vuolijoki**

Kuormitus %	SYY
106	Alajärvi kiskovika 2
112	Olkiluoto 3

**Keminmaa-Svartbyn**

Kuormitus %	SYY
132.9	Petäjäskoski-Letsi
140	Petäjäskoski kiskovika

Tuulivoimatehoa pienennetty 30 % + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Kuormitus %	SYY
ALUSSA KUOR. 119.1%	

**Pyhänselkä-Vuolijoki**

Kuormitus %	SYY
117.1	Olkiluoto 3
104	Olkiluoto kiskovika2
112.4	Alajärvi kiskovika 2

**Pikkarala-Keminmaa**

Kuormitus %	SYY
120	Petäjäskoski kiskovika
105.6	Olkiluoto 3

**Keminmaa-Svartbyn**

Kuormitus %	SYY
162.3	Petäjäskoski-Letsi
171.5	Petäjäskoski kiskovika

## Verkko A, case perämeri

Alkutilanne + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Kuormitus %	SYY
104.3	Pikkarala-Keminmaa
131.8	Olkiluoto kiskovika2
131.7	Olkiluoto 1
131.6	Olkiluoto 2
154.7	Olkiluoto 3
131.7	Olkiluoto kiskovika1
117.5	Loviisa kiskovika1
105.5	Keminmaa-Svartbyn

**Pyhänselkä-Vuolijoki**

Kuormitus %	SYY
113.2	Olkiluoto 3
109.6	Alajärvi kiskovika 2

**Keminmaa-Svartbyn**

Kuormitus %	SYY
110.1	Petäjäskoski-Letsi
116.3	Petäjäskoski kiskovika

Tuulivoimatehoa pienennetty 15 % + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Kuormitus %	SYY
ALUSSA KUOR. 109.3 %	

**Pyhänselkä-Vuolijoki**

Kuormitus %	SYY
114.9	Alajärvi kiskovika2
104.7	Alajärvi kiskovika2-Kangasala
105.4	Olkiluoto kiskovika2
104.7	Olkiluoto 1
104.5	Olkiluoto 2
117.9	Olkiluoto 3
104.7	Olkiluoto kiskovika1

**Pikkarala-Keminmaa**

Kuormitus %	SYY
104.7	Petäjäskoski kiskovika

**Keminmaa-Svartbyn**

Kuormitus %	SYY
137.8	Petäjäskoski-Letsi
145.3	Petäjäskoski kiskovika

Tuulivoimatehoa pienennetty 30 % + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Kuormitus % SY Y  
ALUSSA KUOR. 120.9 %

**Pyhänselkä-Vuolijoki**

Kuormitus % SY Y  
120.4 Alajärvi kiskovika2  
109.4 Alajärvi kiskovika2-Kangasala  
107.4 Alajärvi kiskovika1+Kangasala  
109.6 Olkiluoto kiskovika2  
109 Olkiluoto 1  
108.8 Olkiluoto 2  
123.4 Olkiluoto 3  
109 Olkiluoto kiskovika1

**Pikkarala-Keminmaa**

Kuormitus % SY Y  
126.6 Petäjäskoski kiskovika  
105.8 Olkiluoto 3

**Keminmaa-Svartbyn**

Kuormitus % SY Y  
168.5 Petäjäskoski-Letsi  
178.5 Petäjäskoski kiskovika

**Pikkarala-Alajärvi(itä ja länsi johto)**

Kuormitus % SY Y  
104.5 Olkiluoto 3

Tuulivoimatehoa pienennetty 50 % + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Kuormitus % SY Y  
ALUSSA KUOR. 136.5 %

**Pyhänselkä-Vuolijoki**

Kuormitus % SY Y  
104.7 Alajärvi-Vihtavuori  
126.5 Alajärvi kiskovika2  
114.6 Alajärvi kiskovika2-Kangasala  
114.3 Alajärvi kiskovika1+Kangasala  
113.9 Olkiluoto kiskovika2  
113.2 Olkiluoto 1  
113 Olkiluoto 2  
129.1 Olkiluoto 3  
113.2 Olkiluoto kiskovika1  
105.4 Alajärvi kiskovika1  
107.2 Loviisa kiskovika1

**Pikkarala-Keminmaa**

Kuormitus % SY Y  
121.3 Petäjäskoski-Letsi  
159.9 Petäjäskoski kiskovika  
121.7 Olkiluoto 3

**Keminmaa-Svartbyn**

Kuormitus % SY Y  
213.8 Petäjäskoski-Letsi  
231.2 Petäjäskoski kiskovika  
123.6 Olkiluoto 3

**Vuolijoki-Alapitkä**

Kuormitus % SY Y  
108.4 Alajärvi kiskovika2  
109 Olkiluoto 3

**Pikkarala-Alajärvi(itäinen johto)**

Kuormitus % SY Y  
105.4 Alajärvi-Pikkarala(länsi)  
112.4 Olkiluoto 3

**Pikkarala-Alajärvi(läntinen johto)**

Kuormitus % SY Y  
105.3 Alajärvi-Pikkarala(itä)  
112.4 Olkiluoto 3

Taulukko 6 Syksytilanteessa ”Verkko B:n” tarkastelurajan ylittävät johdot on lihavoitu ja ylityksen aiheuttanut N-1 -vika on ”SY” sarakkeen alla. Kuormitus on ilmoitettu prosentteina ”RATE A” arvolle eli tiukimmalle termiselle kuormitusrajalle.

## Verkko B

Alkutilanne + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Ylikuorma % SY

104.6 Olkiluoto kiskovika2

104.6 Olkiluoto 1

104.6 Olkiluoto 2

124.9 Olkiluoto 3

124.9 Olkiluoto kiskovika1

Tuulivoimatehoa pienennetty 15 % + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Ylikuorma % SY

117.7 Keminmaa-Svartbyn

116.5 Olkiluoto kiskovika2

116.5 Olkiluoto 1

116.4 Olkiluoto 2

137.9 Olkiluoto 3

116.1 Olkiluoto kiskovika1

**Keminmaa-Svartbyn**

Ylikuorma % SY

121.7 Petäjäskoski-Letsi

128.5 Petäjäskoski kiskovika

Tuulivoimatehoa pienennetty 30 % + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Ylikuorma % SY

144.3 Keminmaa-Svartbyn

129.6 Olkiluoto kiskovika2

129.6 Olkiluoto 1

129.5 Olkiluoto 2

152.6 Olkiluoto 3

129.6 Olkiluoto kiskovika1

115.4 Loviisa kiskovika 1

**Pyhänselkä-Vuolijoki**

Ylikuorma % SY

108 Olkiluoto 3

106.5 Alajärvi kiskovika2

**Keminmaa-Svartbyn**

Ylikuorma % SY

150.7 Petäjäskoski-Letsi

158.8 Petäjäskoski kiskovika

110 Olkiluoto 3

## Verkko B, case perämeri

Alkutilanne + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Ylikuorma % SY

106.3 Olkiluoto kiskovika2

106.1 Olkiluoto 1

106.1 Olkiluoto 2

126.9 Olkiluoto 3

106.1 Olkiluoto kiskovika1

**Pyhänselkä-Vuolijoki**

Ylikuorma % SY

104.7 Olkiluoto 3

104.7 Alajärvi kiskovika2

Tuulivoimatehoa pienennetty 15 % + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Ylikuorma % SY

119.1 Keminmaa-Svartbyn

117.9 Olkiluoto kiskovika2

117.8 Olkiluoto 1

117.7 Olkiluoto 2

139.8 Olkiluoto 3

117.8 Olkiluoto kiskovika1

104 Loviisa kiskovika 2

**Pyhänselkä-Vuolijoki**

Ylikuorma % SY

108.3 Alajärvi kiskovika2

108 Olkiluoto 3

**Keminmaa-Svartbyn**

Ylikuorma % SY

123.3 Petäjäskoski-Letsi

130.2 Petäjäskoski kiskovika

Tuulivoimatehoa pienennetty 30 % + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Ylikuorma %	SY Y
144.1	Keminmaa-Svartbyn
130.2	Olkiluoto kiskovika2
130	Olkiluoto 1
130	Olkiluoto 2
153.5	Olkiluoto 3
130	Olkiluoto kiskovika1
115.6	Loviisa kiskovika 2

**Pyhänselkä-Vuolijoki**

Ylikuorma %	SY Y
112.1	Alajärvi kiskovika2
111.6	Olkiluoto 3

**Keminmaa-Svartbyn**

Ylikuorma %	SY Y
150.5	Petäjäskoski-Letsi
158.7	Petäjäskoski kiskovika
114.2	Olkiluoto 3

Tuulivoimatehoa pienennetty 50 % + N-1 -kontingenssit

**Petäjäskoski-Letsi**

Ylikuorma %	SY Y
ALUSSA JO 111.3 %	

**Pyhänselkä-Vuolijoki**

Ylikuorma %	SY Y
107.5	Alajärvi kiskovika2-Kangasala
106.8	Olkiluoto kiskovika2
105.9	Olkiluoto 1
105.7	Olkiluoto 2
117.3	Olkiluoto 3
106	Olkiluoto kiskovika1
117.5	Alajärvi kiskovika2

**Pikkarala-Keminmaa**

Ylikuorma %	SY Y
125.5	Petäjäskoski kiskovika
108.4	Olkiluoto 3

**Keminmaa-Svartbyn**

Ylikuorma %	SY Y
107.6	Olkiluoto kiskovika2
190.4	Petäjäskoski-Letsi
201.8	Petäjäskoski kiskovika
107.4	Olkiluoto 1
107.4	Olkiluoto 2
137.1	Olkiluoto 3
107.4	Olkiluoto kiskovika1